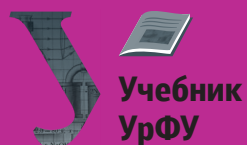




О. Л. Ташлыков, А. И. Бельтюков

ПАРОГЕНЕРАТОРЫ АЭС

Учебник



Учебник
УрФУ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

Серия «Учебник УрФУ»

О. Л. Ташлыков, А. И. Бельтюков

ПАРОГЕНЕРАТОРЫ АЭС

Учебник

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета для студентов вуза,
обучающихся по направлению подготовки
14.05.02 «Атомные станции: проектирование,
эксплуатация и инжиниринг»

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2019

УДК 621.181:620.039(075.8)

ББК 31.47-52я73

Т25

Серия «Учебник УрФУ» основана в 2017 году

Редакционная коллегия серии:

канд. техн. наук, доц. *Е. В. Вострецова*; канд. техн. наук, доц. *Е. В. Черепанова*; *И. Ю. Плотникова* (ответственный редактор серии)

Рецензенты:

канд. техн. наук, доц. *А. Е. Хробостов* (директор Института ядерной энергетики и технической физики НГТУ им. Р. Е. Алексеева);

канд. техн. наук *П. П. Говоров* (заместитель главного инженера Белоярской АЭС)

Научный редактор — д-р техн. наук, проф. *С. Е. Щеклеин*

На обложке — фотография С. Тена

Ташлыков, О. Л.

Т25 Парогенераторы АЭС : учебник / О. Л. Ташлыков, А. И. Бельтюков. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. — 304 с. — (Учебник УрФУ).

ISBN 978-5-7996-2675-4

В учебнике рассмотрены принципиальные тепловые схемы производства пара на АЭС (особое внимание уделено трехконтурным схемам). Приведен обзор конструкций и эволюции натриевых парогенераторов. Подробно описаны конструкции парогенераторов ПГН-200М и Н-272 с натриевым теплоносителем. Изучены тепловые и гидродинамические условия работы поверхностей теплообмена в натриевых парогенераторах. Описаны режимы эксплуатации натриевых парогенераторов. Приведены результаты экспериментальных исследований в период промышленного освоения секционных модульных парогенераторов, которые внедрены в технологические регламенты безопасной эксплуатации и инструкции по эксплуатации реакторных установок БН-600 и БН-800.

Издание предназначено для студентов, обучающихся по специальности 14.05.02 «Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг». Учебник также может быть рекомендован специалистам, занимающимся эксплуатацией и обслуживанием парогенераторов АЭС с реакторами на быстрых нейтронах.

Библиогр.: 17 назв. Табл. 24. Рис. 54. Прил. 1.

УДК 621.181:620.039(075.8)

ББК 31.47-52я73

ISBN 978-5-7996-2675-4

© Уральский федеральный университет, 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	6
ПРЕДИСЛОВИЕ	9
ВВЕДЕНИЕ	11
1. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ АЭС.....	13
1.1. Общие сведения	13
1.2. Тепловые схемы АЭС с реакторами на быстрых нейтронах	17
1.2.1. Тепловая схема энергоблока БН-600	17
1.2.2. Тепловая схема энергоблока БН-800	22
1.3. Теплоносители	27
Вопросы для повторения	35
2. КОНСТРУКЦИОННЫЕ СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ	36
2.1. Параметры ПГ	36
2.2. Выбор конструкционной схемы	39
2.3. Парогенераторы с натриевым обогревом	42
2.3.1. Общие сведения	42
2.3.2. Классификация парогенераторов, обогреваемых жидкими металлами	43
2.3.3. Требования, предъявляемые к парогенераторам, обогреваемым жидкометаллическим теплоносителем	44
2.3.4. Зарубежные конструкции парогенераторов.....	49
2.3.5. Отечественные конструкции парогенераторов.....	56
2.3.6. Парогенераторная установка ПГН-200М	74
2.3.7. Парогенераторная установка Н-272	94
2.3.8. Парогенератор РУ БН-1200	108
2.3.9. Система автоматической защиты натриевых ПГ	112
Вопросы для повторения	129
3. ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ В ПАРОГЕНЕРАТОРАХ.....	131
3.1. Физико-химические процессы	131
3.1.1. Общие положения	131

3.1.2. Исследования загрязненности модулей ПГ Н-272	133
3.1.3. Осмотр внутренней и наружной поверхности ТОТ и внутренней поверхности верхних и нижних пароводяных камер модулей ПГ	133
3.1.4. Снятие отложений с поверхности верхней и нижней камеры испарителя и верхней камеры пароперегревателя	135
3.1.5. Исследования ТОТ, извлеченной из модуля испарителя	135
3.1.6. Визуальный осмотр элементов теплопередающей поверхности ПГ	136
3.1.7. Визуальный осмотр внутренней поверхности фрагментов ТОТ...	137
3.1.8. Металлографический анализ и оценка удельной загрязненности внутренней поверхности ТОТ	144
3.1.9. Анализ состава отложений с внешней поверхности ТОТ	146
3.2. Теплообмен в парогенераторах	148
3.2.1. Общие сведения	148
3.2.2. Теплообмен при движении однофазных сред	150
3.2.3. Теплообмен при кипении	152
3.2.4. Ухудшенный теплообмен	154
3.2.5. Теплообмен при течении жидких металлов	155
3.3. Гидродинамические процессы в ПГ	157
3.3.1. Общие сведения	157
3.3.2. Сопротивления движению однофазного потока	158
3.3.3. Основные закономерности гидродинамики двухфазного потока	161
3.3.4. Режимы течения и гидравлическое сопротивление при движении двухфазного потока	165
3.3.5. Гидравлические сопротивления при движении двухфазного потока	168
Вопросы для повторения	169
4. ТЕПЛОВЫЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАБОТЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТЕПЛООБМЕНА	170
4.1. Температурный режим поверхностей нагрева	170
4.2. Тепловая разверка в поверхностях теплообмена	174
4.3. Гидродинамическая неустойчивость секционных натриевых парогенераторов энергоблока БН-600	183
4.4. Теплогидравлические исследования ПГ при эксплуатации	198
4.5. Тепловые процессы в парогенераторе «натрий — вода» при эксплуатации	203
4.6. Исследование температурных полей испарителей при разогреве электрообогревом и их заполнении натрием	204
4.7. Исследование температурных полей испарителя при работе парогенератора на мощности	208

4.8. Влияние режимных параметров парогенератора на максимальные тепловые потоки	213
4.9. Влияние температуры питательной воды на максимальные тепловые потоки в испарителе	215
4.10. Влияние температуры натрия на входе в испаритель	216
4.11. Влияние температуры натрия на выходе из испарителя	221
Вопросы для повторения	226
5. РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ С НАТРИЕВЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ	228
5.1. Пуск парогенератора ПГН-200М (установки с реактором БН-600)	228
5.1.1. Подготовительные операции по II контуру и ПГ	229
5.1.2. Третий контур.....	230
5.1.3. Подъем мощности энергоблока и ПГ	233
5.1.4. Особенности пуска блока № 3 из холодного состояния на двух петлях	242
5.1.5. Пуск блока из горячего состояния на трех петлях	242
5.2. Плановый останов парогенератора энергоблока БН-600	244
5.2.1. Подготовительные операции перед остановом энергоблока .	244
5.2.2. Выполнение операций при останове	244
5.3. Естественная циркуляция в натриевых контурах.....	248
5.3.1. Общие сведения	248
5.3.2. Методика расчета расхода теплоносителя	250
5.3.3. Примеры расчетов ЕЦ в натриевых контурах реактора БН-600 .	251
5.3.4. Естественная циркуляция в натриевых контурах	255
5.4. Химическая промывка ПГ	258
5.4.1. Химпромывка на ПГН-200М.....	258
5.4.2. Химическая промывка ПГ Н-272	267
5.5. Аварийные режимы	271
5.5.1. Отключение одной из трех работающих петель	271
5.5.2. Отключение одной из двух (двух из трех) работающих петель	275
5.5.3. Останов реактора и энергоблока по алгоритму БАЗ	276
5.5.4. Течь воды (пара) в натрий при нарушении межконтурной плотности ПГ	281
5.5.5. Режим работы блока и ПГ на двух петлях	282
Вопросы для повторения	284
6. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ АЭС С РЕАКТОРОМ БН-600	285
Вопросы для повторения	297
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Методика теплового расчета модулей парогенератора.....	298
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	301

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АЗ — аварийная защита
АЗ-П — стержень аварийной защиты петлевой
АПЭН — аварийный питательный насос
АР — стержень автоматического регулирования
АРБУС — арктическая блочная установка
АРМ — автоматический регулятор мощности
АС — атомная станция
АСТ — атомная станция теплоснабжения
АЭС — атомная электрическая станция;
АЭТС — атомная электротехнологическая станция
БАЗ — быстродействующая аварийная защита
БАС-I, БАС-II — баки аварийного сброса I и II ступени
ББН — бак буферный натриевый
БГК — бак грязного конденсата
БРОУ — быстродействующая редуционно-охладительная установка
БОУ — блочная обессоливающая установка
БЧК — бак (запас) чистого конденсата
ВНР — включение нерегулируемого режима
ВПУ — водоподготовительная установка
ВРХ — внутриреакторное хранилище
ВТО — воздушный теплообменник
ВХР — водно-химический режим
ГЦН — главный циркуляционный насос
ДГ — дизель-генератор
Д-6 — деаэратор (на давление 6 ата)
ЕЦ — естественная циркуляция
ЖМТ — жидкометаллический теплоноситель

ИВА — индикатор водорода аналитический
ИМ — испарительный модуль (парогенераторов ПГН-200М и Н-272)
ИТИ — индикатор течи индуктивный
ИШИТ — индикатор шумовой индикации течи
КАВ — концентратометрический анализатор водорода
КАП — ключ аварийного отключения петли
КИУМ — коэффициент использования установленной мощности
КИПиА — контрольно-измерительные приборы и автоматика
КОС — ключ отключения секции
КО — компенсатор объема
КЭН — конденсатный электронасос
МВ — масляный выключатель
МРУ — мембранно-разрывное устройство
НИИАР — Научно-исследовательский институт атомных реакторов
ОК ГЦН-1 — обратный клапан ГЦН I контура
ОП — (модуль) основной пароперегреватель (ПГН-200М и Н-272)
ОПГ — обратный парогенератор
ПГ — парогенератор
ПНАЭ — правила и нормы в атомной энергетике
ПП — (модуль) промпароперегреватель парогенератора ПГН-200М
ПТО — промежуточный теплообменник
ПЭН — питательный насос
РАО — радиоактивные отходы
РБГК — расширитель бака грязного конденсата
РБМК — реактор большой мощности канальный
РДЭС — резервная дизель-электрическая станция
РЗА — релейная защита и электроавтоматика
РК — регулирующий клапан
РОУ — редуционно-охладительная установка
РР-13 — растопочный расширитель 13 ата
РУ — реакторная установка
РД — руководящий документ
РО — реакторное отделение
РД ЭО — руководящий документ эксплуатирующей организации
РТЗО — релейная токовая защита оборудования
РУ — реакторная установка
РЦ — реакторный цех
САЗ — система аварийной защиты

САРХ — система аварийного расхолаживания
СВБ — системы, важные для безопасности
СК — стопорный клапан
СПП — слабоперегретый пар
СПП — сепаратор-пароперегреватель
СРК — стопорно-регулирующий клапан
СТМ — система термометрирования
СТО — стандарт организации
СУ — сбросные устройства (ПГ)
СУЗ — система управления и защиты
ТА — турбоагрегат
ТГ — турбогенератор
ТД — трубная доска
ТЗБ — технологические защиты и блокировки
ТУ — турбоустановка
ТУ — технические условия
ТО — техническое обслуживание
ТОиР — техническое обслуживание и ремонт
ТОТ — теплообменная труба
ТЦ — турбинный цех
УПМ — устройство предохранительное мембранное
ХЦ — химический цех
ЦВД — цилиндр высокого давления
ЦТАИ — цех тепловой автоматики и измерений
ЦНД — цилиндр низкого давления
ЦСД — цилиндр среднего давления
ЭО — эксплуатирующая организация
ЭХДВ-Г — электрохимический датчик водорода в газе
ЭЦ — электрический цех
ЯППУ — ядерная паро-производящая установка
ЯРБ — ядерная и радиационная безопасность
ЯЭУ — ядерная энергетическая установка
BWR — *Boiling Water Reactor* — кипящий водяной реактор
PWR — *Pressurized Water Reactor* — реактор с водой под давлением

ПРЕДИСЛОВИЕ

Технологический процесс производства электроэнергии на АЭС основан на использовании паротурбинных установок. Рабочий пар может быть получен либо непосредственно в реакторе кипящего типа, либо в специальном теплообменном аппарате — парогенераторе за счет тепла, поступившего с первичным теплоносителем из реактора.

В настоящее время основу отечественной и мировой ядерной энергетики составляют водо-водяные реакторы, в которых в качестве теплоносителя используется вода под высоким давлением — для исключения ее кипения. Эксплуатируются энергоблоки проекта «АЭС-2006» с реакторами ВВЭР-1200 повышенной безопасности, относящиеся к поколению 3+.

В перечень предлагаемых ядерных энергетических систем четвертого поколения безопасности входит система с реактором на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем и замкнутым ядерным топливным циклом (ЯТЦ), обеспечивающая эффективное обращение с актинидами и воспроизводство делящегося материала.

Россия (СССР) имеет значительный научно-технический и проектный задел по быстрым натриевым реакторам, опыт применения их для энерготехнологического использования (опреснение, теплофикация).

Энергоблок № 3 Белоярской АЭС с реактором на быстрых нейтронах БН-600 номинальной электрической мощностью 600 МВт эксплуатируется с 1980 г. Это единственный в мире успешно работающий столь длительное время быстрый реактор промышленного уровня мощности. В 2015 г. проведен энергопуск, а в октябре 2016 г. осуществлен перевод в промышленную эксплуатацию энергоблока БН-800 на Белоярской АЭС. В настоящее время дорабатывается проект реактора БН-1200, целью которого является создание серийного коммерческого энергоблока с быстрым натриевым реактором, предна-

значенного для работы в замкнутом ЯТЦ. Проект реактора БН-1200 относится к реакторным установкам повышенной безопасности и может быть использован в ядерной энергетической системе четвертого поколения. Санитарно-защитная зона находится в границах атомной станции для любых проектных аварий.

Использование пароводяного цикла в схеме АЭС с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением однозначно определяет необходимость парогенератора «натрий — вода» как элемента подобной схемы. В настоящее время используются многопетлевые трехконтурные схемы.

В данном учебнике приводится обзор эволюции натриевых парогенераторов. Для действующих и успешно эксплуатируемых энергоблоков с реакторами БН-600 и БН-800 представлено подробное описание конструкций и систем парогенераторов ПГН-200М и Н-272. Вопросам теплообмена и гидродинамики парогенераторов, тепловым и гидродинамическим условиям работы поверхностей теплообмена в натриевых парогенераторах уделено особое внимание. Рассмотрены режимы эксплуатации натриевых парогенераторов, включая пуск, останов, режим естественной циркуляции и аварийные режимы.

При создании учебника использовался многолетний опыт кафедры «Атомные станции и ВИЭ» (до 2011 г. — «Атомная энергетика») Уральского федерального университета по подготовке специалистов для энергоблоков с реакторами на быстрых нейтронах БН-600 и БН-800, сотрудничества с Белоярской АЭС по научным, экспериментальным исследованиям в процессе освоения мощности энергоблока с реактором БН-600 (необходимость их проведения была вызвана обнаруженными в условиях эксплуатации эффектами натурного объекта, не выявленными при испытаниях на стендах и установках меньшего масштаба).

Авторы выражают благодарность студентам кафедры «Атомные станции и ВИЭ» Попову С., Ченскому С., Астафьеву Е. за помощь в оформлении книги, в частности за создание компьютерных графических материалов.

Авторы глубоко благодарны рецензентам книги Хробостову А. Е., доценту, кандидату технических наук, директору Института ядерной энергетики и технической физики Нижегородского технического университета, и Говорову П. П., заместителю главного инженера Белоярской АЭС, кандидату технических наук.

ВВЕДЕНИЕ

Разработка оптимальных конструкций парогенераторов с натриевым обогревом началась одновременно с освоением реакторов на быстрых нейтронах — это связано с требованиями безопасности ПГ из-за специфики натриевого теплоносителя, способного вступать в химическую реакцию взаимодействия с водой при повреждении теплообменной поверхности.

Анализ путей развития парогенераторов «натрий — вода» за полувековой период, включая большое разнообразие разработанных конструктивных решений, показывает, что к настоящему времени сформировалось несколько общих принципов проектирования: одностенное разделение теплоносителей и обеспечение безопасности конструкций при контакте натрия с водой путем использования защитных систем, использование схем интегрального или секционного типов.

Опыт эксплуатации быстрых реакторов показал, что недостатки натрия как теплоносителя, связанные с его химической активностью по отношению к кислороду воздуха и к воде, компенсируются простыми и недорогими системами, обеспечивающими его надежную эксплуатацию. Натрий обладает многими достоинствами, которые, наряду с благоприятными нейтронно-физическими характеристиками быстрых реакторов за счет создания активных зон, обладающих свойствами самозащищенности, обеспечивают высокий уровень безопасности. Тем не менее при эксплуатации АЭС с реакторами различных типов возникают инциденты, связанные с отказами отдельного оборудования и систем, которые при ошибочном понимании ситуации персоналом и неправильном управлении технологическом процессом могут привести к аварийной ситуации и/или аварии.

Реакторы на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением обеспечивают нагрев теплоносителя на выходе из активной зоны до температуры порядка 550 °С, поэтому в парогенераторе «натрий — вода» используется термодинамический цикл с перегревом пара. На энергоблоке с реактором БН-600 в парогенераторе также реализуется промежуточный перегрев пара.

Уникальность конструкции ПГН-200М, сложность гидравлической схемы натриевого и пароводяного контуров, насыщенность вспомогательными системами электрообогрева, контроля межконтурной плотности, применение конструкционных материалов, накладывающих ограничения на ведение технологических режимов, и невозможность комплексной проверки работы всего ПГ в стендовых условиях вызвали необходимость проведения всесторонних испытаний парогенераторов во время пусконаладочных работ и освоения мощности энергоблока БН-600.

Выбор материала для теплообменных поверхностей парогенератора «натрий — вода» представляет собой довольно сложную проблему. С учетом различных свойств сталей и противоречивых требований к ним немаловажную, а иногда и решающую роль при подборе материалов имеют конструкционные особенности парогенератора, такие как единичная мощность, геометрические характеристики трубного пучка, ремонтпригодность и т. д. К настоящему времени в практике создания парогенераторов «натрий — вода» имеются примеры реализации различных марок сталей.

В данном учебнике приводятся результаты анализа и систематизации экспериментальных исследований и испытаний, проведенных на оборудовании парогенераторных установок энергоблоков с быстрыми реакторами Белоярской АЭС, а также расчетно-экспериментальное обоснование режимов эксплуатации прямоточных парогенераторов для обеспечения безопасности энергоблоков с быстрыми реакторами и повышения устойчивости работы энергоблока при отдельных отказах оборудования. Все результаты экспериментальных исследований позже были внедрены в регламенты и инструкции по эксплуатации на АЭС с БН-600 и БН-800.

1. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ АЭС

1.1. Общие сведения

На атомной электростанции тепловая энергия, генерируемая в реакторе, преобразуется в механическую при расширении пара в турбине, которая в свою очередь вращает генератор, вырабатывающий электрическую энергию. В зависимости от количества этапов передачи тепловой энергии от реактора к турбине различают одно-, двух- и трехконтурные АЭС. В большинстве случаев используются одно- и двухконтурные схемы.

В соответствии с определением, приведенным в НП-001–2015¹, *атомная станция (АС)* — это сооружения и комплексы с ядерными реакторами, необходимыми системами, устройствами и оборудованием для производства энергии в заданных режимах и условиях применения, располагающиеся в пределах определенной проектом АС территории с необходимыми работниками (персоналом) и документацией; в состав АС могут также входить хранилища ядерного топлива и РАО.

В зависимости от вида производимой энергии различают следующие виды атомных станций:

- ◇ *Атомная станция теплоснабжения (АСТ)* — АС, предназначенная для производства тепловой энергии для целей отопления и горячего водоснабжения.
- ◇ *Атомная электрическая станция (АЭС)* — АС, предназначенная для производства электрической энергии.

¹ Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (НП-001–15). М. : Ростехнадзор, 2015.

- ◇ *Атомная электротехнологическая станция (АЭТС)* — АС, предназначенная для производства электроэнергии и энергии для технологических целей.

Подавляющее число работающих в мире атомных станций являются атомными электростанциями (АЭС).

В системе любой АЭС различают теплоноситель и рабочее тело. *Рабочим телом*, т. е. средой, совершающей работу с преобразованием тепловой энергии в механическую, является водяной пар. *Теплоноситель* предназначен для отвода теплоты, выделяющейся в активной зоне при делении ядерного топлива, и представляет собой жидкое или газообразное вещество. Рассмотрим упрощенные одно-, двух- и трехконтурные тепловые схемы АЭС.

Одноконтурная схема. Если контуры рабочего тела и теплоносителя не разделены, т. е. парообразование происходит в активной зоне реактора (реакторы типа АМБ, ЭГП, РБМК, ВWR), АЭС называют *одноконтурной* (рис. 1.1, а). В активной зоне происходит частичное испарение теплоносителя (максимальное массовое паросодержание на выходе составляло 30 % в реакторах РБМК-1500 при использовании интенсификаторов теплоотдачи — рис. 1.2). Затем пароводяная смесь разделяется на пар и воду либо в специальных устройствах — сепараторах, расположенных непосредственно в реакторе (ВWR), либо в отдельном оборудовании — барабанах-сепараторах (АМБ, ЭГП, РБМК). После сепарации пар поступает в турбину.

После совершения работы в турбине пар конденсируется в конденсаторе, и образовавшаяся вода снова подается насосом через барабан-сепаратор в реактор. Мощные реакторы работают с принудительной циркуляцией теплоносителя, которая создается с помощью главных циркуляционных насосов (ГЦН). В реакторах небольшой мощности (например, реакторы ЭГП-6 Билибинской АЭС) может использоваться естественная циркуляция теплоносителя за счет разницы температур, а следовательно, и плотности теплоносителя на входе в активную зону (внизу) и выходе (вверху). В одноконтурных схемах все оборудование радиоактивно, что осложняет его эксплуатацию. Преимуществом одноконтурных АЭС является их относительная простота и более высокая экономичность. По одноконтурной схеме в России работают Ленинградская, Курская, Смоленская АЭС с реакторами РБМК-1000 и Билибинская АТЭЦ с реакторами ЭГП-6.

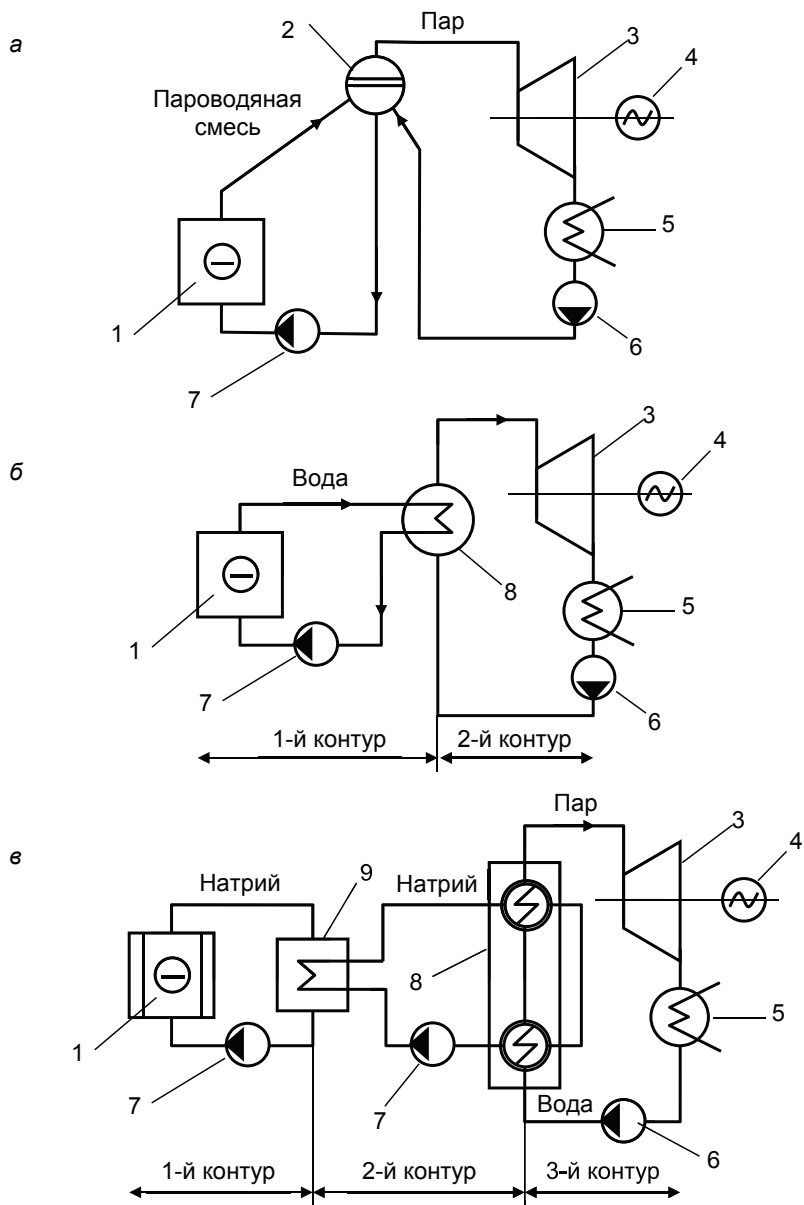


Рис. 1.1. Принципиальные тепловые схемы АЭС:

a — одноконтурная; *б* — двухконтурная; *в* — трехконтурная; 1 — реактор; 2 — барабан-сепаратор; 3 — турбина; 4 — электрический генератор; 5 — конденсатор; 6, 7 — насос; 8 — парогенератор; 9 — промежуточный теплообменник



Рис. 1.2. Интенсификатор теплоотдачи РБМК-1500

Двухконтурная схема. Двухконтурной называют такую схему АЭС, в которой контуры теплоносителя и рабочего тела разделены (рис. 1.1, б). Соответственно контур теплоносителя называют *первым*, а контур рабочего тела — *вторым*. Первый контур включает в себя реактор, парогенератор, ГЦН и главные циркуляционные трубопроводы. Первый контур является радиоактивным. В результате цепной реакции деления в активной зоне реактора выделяется значительное количество теплоты, которая переносится теплоносителем в парогенератор и передается через стенки трубок рабочему телу (воде — пару второго контура). В результате этого происходит парообразование, и образующийся пар направляется в турбину. Попадая на лопатки турбины, пар совершает работу. При расширении тепловая энергия пара преобразуется в механическую энергию вращения ротора турбины, которая в свою очередь вращает генератор, вырабатывающий электроэнергию. После турбины пар конденсируется в специальном теплообменнике (конденсаторе) за счет отвода теплоты в окружающую среду через систему технического водоснабжения. После конденсатора вода насосом подается обратно в парогенератор. Парогенератор, разделяющий оба контура, в равной степени относится как к первому, так и ко второму контуру. Второй контур не является радиоактивным. Двухконтурные АЭС наиболее распространены в мире. В России по двухконтурной схеме работают энергоблоки Кольской, Нововоронежской, Балаковской, Калининской, Ростовской АЭС, Ленинградской АЭС-2 (с реакторами ВВЭР-440, ВВЭР-1000, ВВЭР-1200).

Трехконтурная схема используется на АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, так как теплоносителем в реакторах этого типа является натрий, бурно реагирующий с водой и паром. Продукты взаимодействия этой реакции (в основном водород) попадают в натрий, т. к. давление в пароводяном контуре выше. Водород — хороший замедлитель нейтронов, и при высоком обогащении топлива это может привести к разгону реактора и аварии. В этом случае введение промежуточного (второго) контура обеспечит безопасность быстрого реактора.

Теплота, генерируемая в реакторе, отводится теплоносителем (натрием) первого контура и передается в промежуточном теплообменнике (ПТО) теплоносителю (натрию) второго контура (рис. 1.1, в).

Далее теплоноситель второго контура передает теплоту в парогенераторе рабочему телу третьего контура. В парогенераторе вырабатывается перегретый пар высоких параметров, что позволяет использовать турбины перегретого пара, применяемые на тепловых электростанциях. Циркуляция теплоносителя в первом и втором контурах создается главными циркуляционными насосами.

Давление во втором контуре всегда поддерживается выше, чем в первом, чтобы в случае неплотности в ПТО радиоактивный натрий второго контура перетекал в первый, а не наоборот.

В России по трехконтурной схеме работают энергоблоки Белоярской АЭС с реакторами БН-600 и БН-800.

1.2. Тепловые схемы АЭС с реакторами на быстрых нейтронах

Рассмотрим более подробно особенности трехконтурных тепловых схем АЭС с реакторами БН-600 и БН-800, определяемые конструктивными схемами используемых парогенераторов.

1.2.1. Тепловая схема энергоблока БН-600

Энергоблок БН-600 Белоярской АЭС на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем предназначен для производства электроэнергии в базовом режиме и наработки вторичного ядерного топлива.

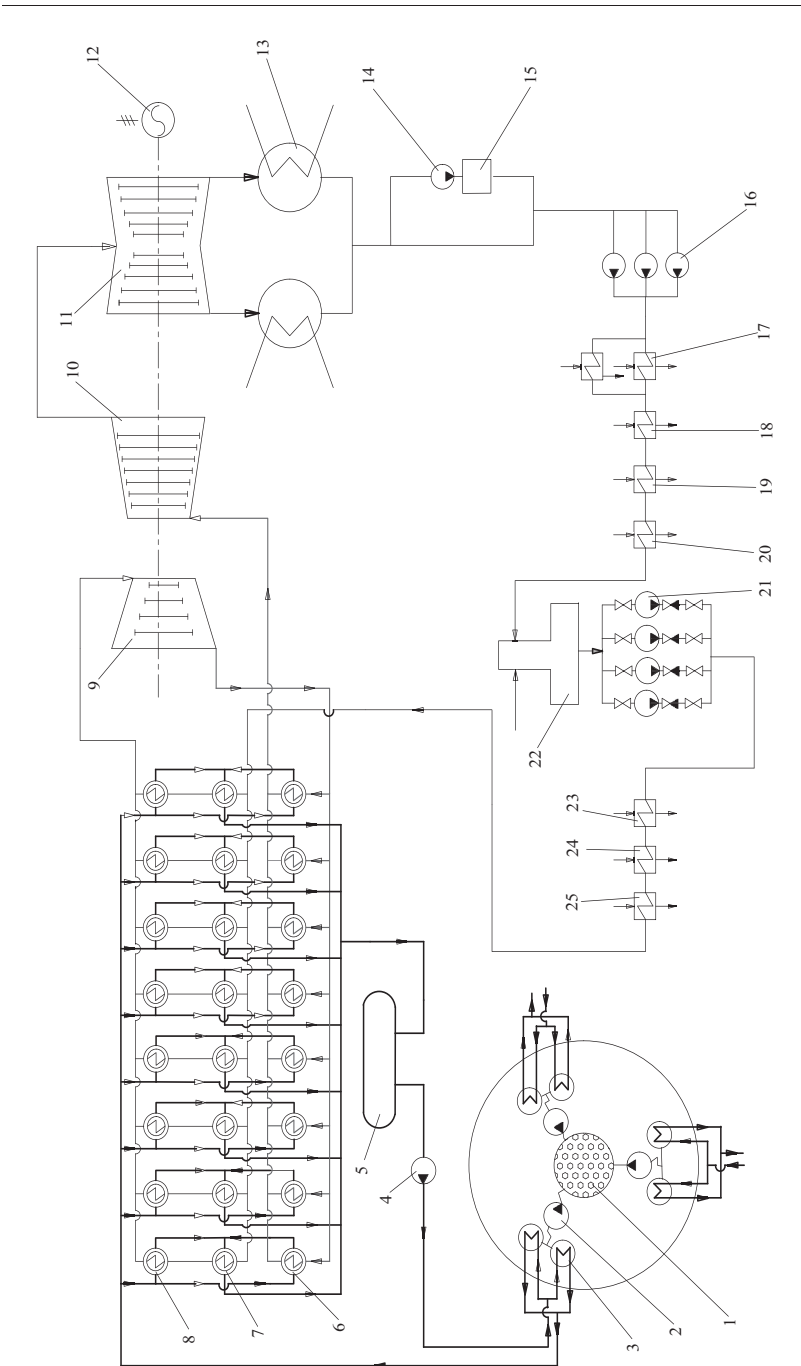


Рис. 1.3. Тепловая схема одной петли БН-600:

1 — активная зона; 2 — ГЦН-1; 3 — ПТО; 4 — ГЦН-2; 5 — ББН; 6 — модуль промежуточного пароперегревателя; 7 — испарительный модуль; 8 — модуль основного пароперегревателя; 9 — ЦВД; 10 — ЦСД; 11 — ЦНД; 12 — электрический генератор; 13 — конденсатор; 14 — КНК; 15 — БОУ; 16 — КН; 17 — ПНД-1; 18, 19, 20 — ПНД-2, 3, 4; 21 — питательный насос; 22 — деаэратор; 23, 24, 25 — ПВД

Основные характеристики первого контура БН-600:

тепловая мощность, МВт	1470;
расход натрия I контура через реактор при номинальной мощности, т/ч	24000;
расход натрия I контура на охлаждение корпуса при номинальной мощности, т/ч	1000;
температура натрия I контура при номинальной мощности, °С:	
на входе в активную зону	377;
на выходе из активной зоны	550 (≤ 569);
заливочный объем натрия в реакторе и вспомогательных натриевых системах I контура, м ³	820.

Циркуляция натрия в **I контуре** организована следующим образом. «Горячий» натрий из активной зоны, зоны воспроизводства и ВРХ поступает в верхнюю смесительную часть корпуса реактора, откуда через зазоры в наборе труб радиационной защиты изливается в верхнюю часть межтрубного пространства шести ПТО. В ПТО натрий I контура отдает тепло натрию второго контура. Из каждой двух ПТО натрий I контура поступает в сливную камеру, из которой забирается одним из трех ГЦН I контура (ГЦН-1). ГЦН-1 подает натрий по напорным трубопроводам в напорную камеру реактора, где с помощью коллекторов он распределяется на охлаждение активной зоны, зоны воспроизводства, ВРХ, отражателя нейтронов и внутрибаковой радиационной защиты. Часть натрия из напорной камеры идет на охлаждение стенок корпуса реактора, минуя ПТО.

Промежуточный теплообменник (ПТО) предназначен для осуществления теплообмена между теплоносителем I контура, циркулирующим в межтрубном пространстве, и теплоносителем II контура, циркулирующим внутри трубок. Тип теплообменника вертикальный, кожухотрубный с коаксиальным подводом и отводом теплоносителя II контура, противоточный. Теплообменник состоит из трех основных сборок — трубной системы, блока защиты, центральной трубы и деталей крепления. Блок защиты установлен в трубную систему, а центральная труба — в блок защиты. Трубная система состоит из 4974 трубок и обечайки, жестко соединяющей верхнюю и нижнюю трубные доски. Блок защиты состоит из набора стальных и графитовых блоков, заключенных в герметичную полость, заполненную аргоном через отверстия в штуцере. Центральная труба предназна-

чена для подвода теплоносителя II контура и состоит из двух концентричных обечаек.

Натрий I контура проходит через напорную камеру, ТВС, поступает в надзонное пространство и оттуда протекает между трубами радиационной защиты, окружающими активную зону и боковой экран, поступает во входные окна ПТО. Натрий I контура проходит в его межтрубном пространстве сверху вниз, а натрий II контура по трубам — снизу вверх. Натрий I контура на выходе из ПТО поступает в три сливных камеры. Каждая камера объединяет сливы двух ПТО одной петли и соединена со всасом ГЦН этой петли.

Наличие **II контура** обусловлено повышенной активностью теплоносителя в реакторе. II контур исключает контакт натрия I контура с паром, находящимся в парогенераторах, а также обеспечивает нормальную эксплуатацию и ремонт III контура.

Тепло I контура отводится тремя автономными петлями II контура. Каждая петля состоит из ПТО «натрий — натрий», парогенератора типа ПГН-200М, бака буферного натриевого (ББН), главного циркуляционного насоса II контура (ГЦН-2), холодных фильтров-ловушек и трубопроводов.

Из ПТО, расположенного в корпусе реактора, натрий II контура, нагретый до температуры 520 °С, по трубопроводам поступает в горизонтальный коллектор, из которого раздается на пароперегревательные и промпароперегревательные модули ПГ. Из пароперегревательного и промпароперегревательного модулей натрий сливается в испаритель. Из испарителей натрий с температурой 328 °С поступает в «холодный» коллектор и далее по трубопроводу в ББН. Из ББН натрий самотеком поступает во всасывающий коллектор ГЦН-2 и далее в теплообменник «натрий — натрий». Компоновка оборудования II контура выполнена таким образом, что при отключении ГЦН-2 в петле обеспечивается естественная циркуляция. Все трубопроводы II контура имеют системы электрообогрева с системой контроля температуры металла.

ПГН-200М — прямоточный теплообменный аппарат секционного типа, состоящий из восьми однотипных секций, объединенных трубопроводами обвязки по натрию и воде-пару высокого давления, пару промежуточного перегрева. Секция ПГ состоит из трех модулей: испарителя, основного пароперегревателя и промпароперегревателя. Испаритель соединен с пароперегревателями (ОП и ПП) патрубками

перелива натрия. Каждый модуль представляет собой вертикальный теплообменник с прямыми трубами, компенсатором линейных удлинений на корпусе.

При эксплуатации натриевых контуров не исключено загрязнение теплоносителя различными примесями из-за коррозии конструкционных материалов, контакт с воздухом при проведении ремонтных работ и т. д. Очистка теплоносителя II контура от примесей осуществляется с помощью холодных фильтров-ловушек. В этих ловушках используется принцип зависимости растворимости примесей в теплоносителе от температуры: чем ниже температура щелочного металла, тем меньшее количество данной примеси может в нем находиться в растворенном виде. Отличительной особенностью конструкции холодных фильтров-ловушек является наличие трех последовательно расположенных зон: охлаждаемого отстойника, зоны окончательного охлаждения и изотермического фильтра.

III контур состоит из трех автономных моноблоков «парогенератор — турбина». Каждая петля по стороне III контура включает секционный парогенератор типа ПГН-200М, турбину типа К-210-130 со вспомогательным оборудованием, конденсатный и питательный тракт с системой регенерации, деаэратор 6 ата, три питательных насоса (ПЭН) и один аварийный питательный насос (АПЭН) (см. рис. 1.3).

Циркуляция среды по стороне III контура осуществляется по следующей схеме. Пар после ПГ при давлении 12,0—13,0 МПа и температуре 500—505 °С по двум паропроводам острого пара подается в цилиндр высокого давления (ЦВД) турбины. Отработанный пар после ЦВД при давлении ~ 2,8 МПа и температуре 290—300 °С поступает по двум паропроводам в промпароперегревательные модули ПГ, где нагревается до температуры 500—505 °С, и по четырем паропроводам поступает в цилиндр среднего давления (ЦСД), цилиндр низкого давления (ЦНД) и сбрасывается в основной конденсатор турбины.

Из конденсатосборника конденсатора турбины конденсат с помощью насосов подается на БОУ (предусмотрена 100%-я очистка конденсата), и далее насосами конденсат подается в систему регенеративного подогрева.

Система регенеративного подогрева питательной воды состоит из четырех подогревателей низкого давления (ПНД-1, 2, 3, 4), деаэратора (Д-6) и трех подогревателей высокого давления (ПВД-5, 6, 7). Греющий пар на Д-6, ПНД и ПВД поступает из нерегулируемых отборов турбины.

Основной конденсат из ПНД-4, нагретый до температуры 158 °С, поступает в Д-6, а затем, нагретый до температуры 163 °С, поступает во всасывающий коллектор ПЭН, который подает питательную воду в ПВД, где она подогревается до температуры ~ 240 °С и далее поступает в испарительные модули ПГ.

1.2.2. Тепловая схема энергоблока БН-800

Энергоблок с реактором БН-800 предназначен для выработки электроэнергии и воспроизводства топлива. Энергоблок состоит из реакторной установки с реактором типа БН-800, турбины К800-130/3000 и турбогенератора ТЗ В-890—2УЗ мощностью 890 МВт, напряжением 24 кВ, с бесщеточной системой возбуждения, с полным водяным охлаждением. Режим работы энергоблока по отношению к энергосистеме — базисный.

Основные характеристики энергоблока БН-800:

тепловая мощность блока, МВт	2100;
электрическая мощность блока, МВт	880;
КПД блока, брутто, %	39,35;
число циркуляционных петель с парогенераторами	3;
количество турбогенераторов	1;
теплоноситель	натрий.

В проекте энергоблока БН-800 в значительной мере использованы основные научно-технические и конструктивные решения, примененные в реакторной и парогенераторной частях энергоблока БН-600, которые подтверждены его многолетней успешной эксплуатацией.

Энергоблок выполнен по трехконтурной схеме. Принципиальная тепловая схема I и II контуров энергоблока представлена на рис. 1.5, III контура — на рис. 1.6.

Теплоносителем является жидкий натрий, циркулирующий по I и II контуру. Рабочим телом является пар. Энергоблок включает в себя реактор на быстрых нейтронах, три парогенератора модульного типа, одну турбоустановку с электрогенератором. Реактор имеет интегральную компоновку, при которой все оборудование I контура размещено внутри корпуса. Внутри корпуса размещены ГЦН и шесть ПТО «натрий I контура — натрий II контура», а также система управления и защиты реактора и система перегрузки топлива. Циркуляция натрия в реакторе происходит по трем петлям, причем каждая петля может работать независимо от других. Для повышения безопасности

реактор помещен в специальный страховочный кожух, заполненный инертным газом.

Тепловая схема I и II контура энергоблока БН-800 представлена на рис. 1.4 (1 — пар на турбину; 2 — основной пароперегреватель; 3 — испаритель; 4 — питательная вода; 5 — ББН; 6 — труба САРХ; 7 — теплообменники САРХ; 8 — насосы САРХ; 9 — ГЦН-2; 10 — от транспортной емкости; 11 — насосы приемки натрия; 12 — насосы перекачки натрия II контура; 13 — сливные сосуды натрия II контура; 14 — ПТО; 15 — ГЦН-1; 16 — активная зона; 17 — насос очистки натрия I контура; 18 — фильтр-ловушка I контура; 19 — рекуператор; 20 — сливной сосуд для натрия I контура; 21 — сосуд-компенсатор I контура; 22 — насосы перекачки натрия I контура; 23 — фильтр-ловушка II контура; 24 — рекуператор; 25 — насос очистки натрия II контура).

Тепловая схема III контура энергоблока БН-800 приводится на рис. 1.5 (1 — питательная вода на парогенераторы; 2 — ПЭН-2; 3 — ПВД; 4 — ПЭН-1; 5 — деаэратор; 6 — ПНД-5; 7 — ПНД-4; 8 — конденсатный насос второго подъема (КЭН-2); 9 — ПНД-3; 10 — ПНД-2; 11 — конденсатный насос первого подъема (КЭН-1); 12 — блочная обессоливающая установка; 13 — техническая вода; 14 — ПНД-1; 15 — конденсатор; 16 — электрический генератор; 17 — ЦНД; 18 — пароперегреватель; 19 — сепаратор; 20 — ЦВД; 21 — регулирующий клапан; 22 — стопорный клапан; 23 — пар от парогенератора).

I контур. Циркуляция теплоносителя в I контуре организована следующим образом. «Горячий» натрий, нагретый в реакторе до температуры 547 °С, поступает в общую сливную полость над активной зоной, откуда через проходы в радиационной защите, окружающей центральную часть реактора, самотеком подается к шести ПТО.

Через окна в опорных стаканах ПТО и в их профилирующих обечайках натрия поступает в верхние части трубных пучков теплообменников, проходит по их межтрубному пространству, отдавая свое тепло натрию II контура, проходящему противотоком внутри трубок ПТО, и, охлажденный до температуры 354 °С, выходит через нижние окна профилирующих обечайек в три сливные камеры, образованные конструкцией опорного пояса. Каждая камера объединяет сливающийся из двух теплообменников натрия. В каждую сливную камеру погружен один из трех ГЦН-1. ГЦН-1 подают натрий по напорным трубопроводам в напорную камеру реактора, где он при помощи дроссельных устройств распределяется по сборкам активной зоны.

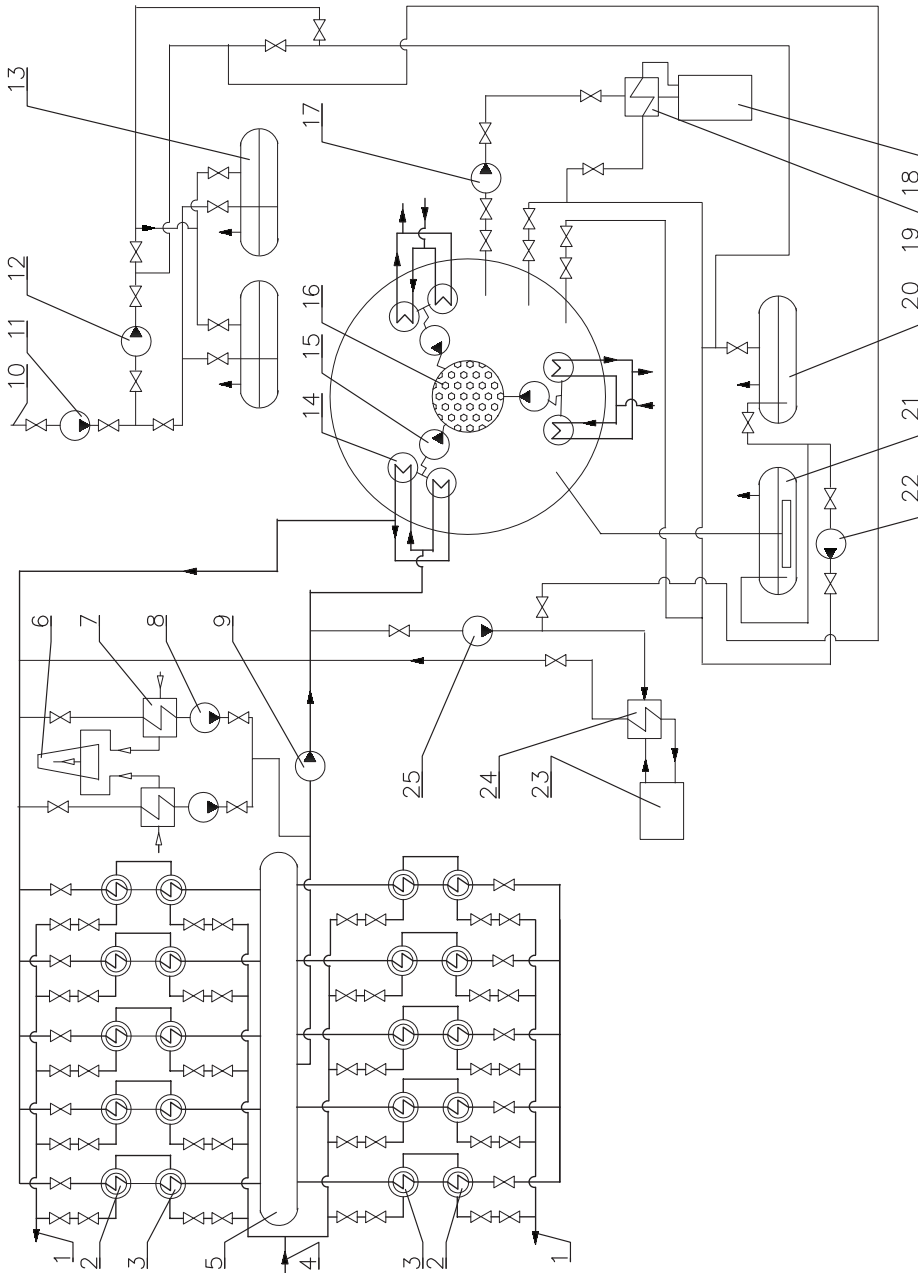


Рис. 1.4. Тепловая схема I и II контура энергоблока БН-800

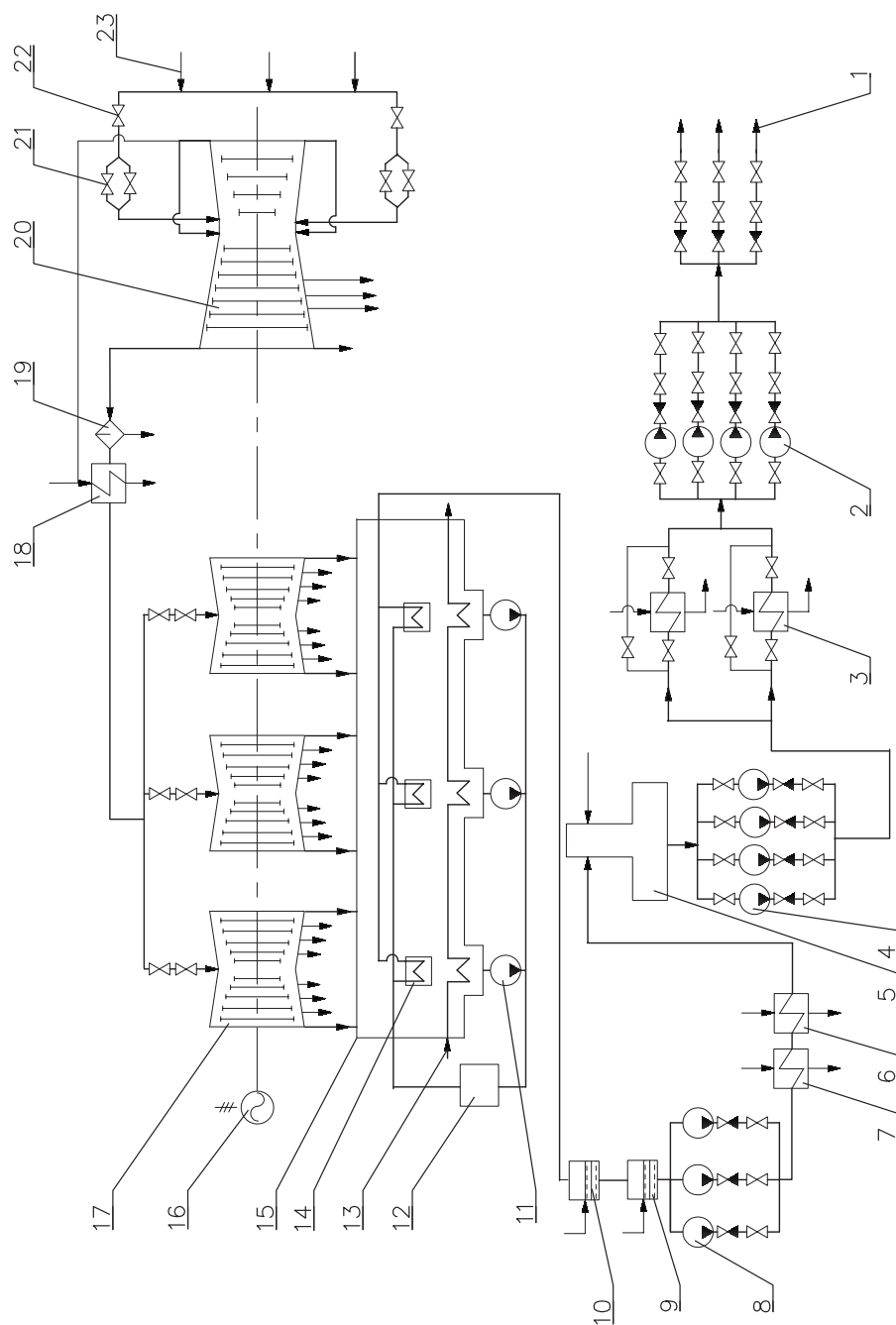


Рис. 1.5. Тепловая схема III контура энергоблока БН-800

Часть натрия из напорной камеры идет на охлаждение корпуса реактора и внешней обечайки тепловой защиты, после чего, минуя ПТО, поступает во всасывающие полости ГЦН-1.

Кроме того, из нижней части корпуса реактора натрий забирается на систему очистки I контура, расположенную за пределами корпуса реактора. Возврат натрия из системы очистки осуществляется в кесон выше уровня натрия.

Для исключения недопустимого повышения уровня натрия в реакторе предусмотрен трубопровод перелива натрия, расположенный выше максимального рабочего уровня натрия в реакторе и идущий к сосуду-компенсатору. Для сообщения газовой полости реактора с системой компенсации давления I контура предусмотрен газовый трубопровод, имеющий врезку в реактор выше переливного натриевого трубопровода.

II (промежуточный) контур состоит из трех петель, каждая из которых содержит ГЦН-2, два ПТО «натрий I контура — натрий II контура», один прямоточный парогенератор модульного типа и бак буферный натриевый (ББН). В III (пароводяном) контуре пар от трех парогенераторов собирается в общий коллектор и подается на одну турбину.

Холодный натрий II контура забирается насосами ГЦН-2 из буферных баков натрия, подается в промежуточные теплообменники, где нагревается до температуры 505 °С, и поступает в парогенераторы (сначала в пароперегревательные модули, затем в испарительные модули). Охлажденный в парогенераторе до температуры 309 °С, натрий II контура возвращается в буферные баки натрия. В каждой петле II контура параллельно с парогенератором подключена система аварийного расхолаживания. САРХ предназначена для аварийного расхолаживания энергоблока с рассеиванием тепла в воздушную среду в случае невозможности использования парогенераторов в режиме аварийного теплоотвода или полного обесточивания энергоблока. В этих случаях аварийное расхолаживание энергоблока через САРХ может производиться на самоциркуляции натрия в I и II контурах.

III контур. Из парогенераторов пар по главным паропроводам через стопорно-регулирующие клапаны (СРК) поступает в турбину. При проходе через ЦВД и три ЦНД потенциальная энергия пара превращается в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Генератор, ротор которого находится на одном валу с ротором турбины, преобразует механическую энергию вращения ротора в электрическую. Вы-

дача электроэнергии производится в сеть 220—500 кВ. Отработанный пар, после прохождения через турбину, попадает в конденсатор, где конденсируется за счет охлаждения циркуляционной водой и в виде питательной воды снова поступает в ПГ. Система технического водоснабжения АЭС оборотная. Охлаждающая вода сбрасывается в водохранилище, где охлаждается за счет естественного теплообмена.

Параметры контуров энергоблока БН-800:

температура натрия I контура при номинальной мощности:

на входе в активную зону, °С 354;

на выходе из активной зоны, °С 547;

давление I контура при номинальной мощности, МПа 0,054;

расход натрия через реактор при номинальной мощности, кг/с 8550;

объем натрия в I контуре, м³ ~1000;

температура натрия II контура при номинальной мощности:

на выходе из теплообменника (вход в ПГ), °С 505;

на входе в теплообменник (выход из ПГ), °С 309;

давление II контура при номинальной мощности, МПа 0,245;

расход натрия в одной петле при номинальной мощности, кг/с 2800;

объем натрия во II контуре (на одну петлю), м³ 368—378;

давление острого пара на выходе из ПГ, МПа 14;

температура острого пара на выходе из ПГ, МПа 490;

давление питательной воды, МПа 17;

температура питательной воды, °С 210;

расход питательной воды, т/ч 3200;

расход пара, кг/с 890.

1.3. Теплоносители

При выборе теплоносителя необходимо учитывать не только его теплопередающие, но также физические, нейтронные и химические свойства. Теплоноситель должен достаточно эффективно отводить теплоту при умеренных затратах на его перекачку, быть совместимым с конструкционными материалами и ядерным топливом, слабо поглощать нейтроны, иметь умеренную стоимость и быть доступным, а для реакторов на быстрых нейтронах — иметь низкую способность замедлять нейтроны. В качестве теплоносителей используются вода, тяжелая вода, органические жидкости, газ и жидкие металлы.

Вода. Обычная вода является наиболее доступным и распространенным теплоносителем. Сочетание ее физических и теплофизических свойств (плотность, теплопроводность, вязкость, теплоемкость), определяющих интенсивность теплообмена и расход теплоносителя, весьма благоприятно. Вода устойчива по отношению к ионизирующему излучению и слабо активируется.

Коэффициенты теплоотдачи для воды достигают больших значений при относительно малых скоростях и резко увеличиваются с их ростом. Так, если при скорости воды около 0,3 м/с коэффициент теплоотдачи примерно равен $2 \cdot 10^3$ Вт/(м²·К), то при скорости 1 м/с он увеличивается до $5 \cdot 10^3$ Вт/(м²·К), а при скорости 5 м/с — до $20 \cdot 10^3$ Вт/(м²·К). Благодаря высокой теплоемкости, малой вязкости и большой плотности затраты на перекачку воды по контуру невелики. К положительным свойствам воды относятся также хорошая устойчивость ее к ионизирующему излучению и практически невысокая склонность к активации.

К недостаткам воды — самым серьезным — следует отнести высокое давление ее насыщенного пара, которое быстро растет с повышением температуры. Так, при давлении 0,1 МПа температура насыщения 99,6 °С, а при 22,11 МПа только 374,1 °С. Таким образом, при увеличении давления более чем в 200 раз температура насыщенного пара повышается всего чуть более чем в три раза. Температурный уровень отвода тепла из реактора водой невысок. В связи с этим невысоки и параметры рабочего пара, вырабатываемого ПГ, обогреваемыми водой под давлением. Поэтому в реакторах, использующих воду в качестве теплоносителя, необходимо поддерживать высокое давление, чтобы не допустить ее кипения (например, в водо-водяных реакторах давление воды составляет 12,5–16,0 МПа).

Определенным недостатком воды как теплоносителя является зависимость ее плотности от температуры (влияние давления на плотность мало), существенно увеличивающаяся с ростом температуры. Например, при давлении 10 МПа и изменении температуры от 250 до 300 °С удельный объем воды увеличивается на 11 %. Это обстоятельство делает необходимым установку в первом контуре специального компенсирующего объема системы компенсации давления¹ (КД).

Вода — хороший растворитель, и это свойство значительно усложняет водоподготовительные установки, которые должны очищать воду

¹ Ташлыков О. Л. Кузнецов А. Г., Арефьев О. Н. Эксплуатация и ремонт ядерных паропроизводящих установок АЭС : в 2 кн. М.: Энергоатомиздат, 1995. Кн. 1. 256 с.

не только от взвешенных или коллоидных частиц, но и от растворенных. Наличие в воде первого контура растворенных примесей приводит к повышению ее радиоактивности за счет возникновения долгоживущих нуклидов. Выпадение активных веществ из теплоносителя в контуре делает его (в том числе и ПГ) труднодоступным для ремонта.

Вода весьма коррозионно-активное вещество. Интенсивность коррозионных процессов при омывании водой различных конструкционных материалов зависит от температуры, наличия в воде растворенных примесей (твердых веществ и газов), концентрации свободных ионов водорода (рН) и некоторых других, менее существенных факторов. Коррозионные процессы, даже если они протекают с небольшими скоростями, загрязняют воду как растворенными, так и твердыми частицами, которые активируются в реакторе. Продукты коррозии, как правило, содержат элементы, нейтронное облучение которых приводит к возникновению долгоживущих радиоактивных нуклидов.

В единичных установках первого периода развития ядерной энергетики в качестве теплоносителя в ПГ был использован насыщенный водяной пар (на выходе из активной зоны реактора — пароводяная смесь). При использовании такого теплоносителя интенсивность теплопередачи очень высока, так как она происходит при конденсации пара. Вместе с тем все недостатки, указанные для воды, полностью относятся к насыщенному пару.

Относительно высокое поглощение нейтронов в обычной воде требует использования в реакторах обогащенного топлива.

Тяжелая вода¹ обладает теплофизическими и физико-химическими свойствами, аналогичными свойствам обычной воды. Так, критические температура и давление тяжелой воды равны соответственно 374,58 °С и 22,2 МПа (обычной воды — 374,1 °С и 22,129 МПа). Ядерно-физические свойства тяжелой воды гораздо лучше, чем у обычной воды. Применение тяжелой воды в качестве замедлителя нейтронов позволяет использовать в реакторе в качестве топлива природный уран.

Органические теплоносители. Органические вещества, так же как и вода, являются водородосодержащими соединениями, что гово-

¹ Тяжелая вода (D₂O) — разновидность воды, в которой обыкновенный водород заменен его тяжелым изотопом — дейтерием, содержание которого в обычной воде составляет 0,015 %. Плотность тяжелой воды равна 1,108 (по сравнению с 1,000 для обычной воды); тяжелая вода замерзает при 3,82 °С и кипит при 101,42 °С, тогда как соответствующие температуры для обычной воды 0 и 100 °С. Таким образом, различие физических свойств легкой и тяжелой воды довольно значительно.

рит об их хороших ядерно-физических свойствах. Органические теплоносители обладают рядом привлекательных свойств (низкая активация теплоносителя; коррозионная пассивность по отношению к конструкционным материалам; низкое давление паров насыщения при значительной температуре), определивших значительный интерес, проявленный в свое время к ним как возможным теплоносителям ЯЭУ.

Эти свойства обусловили ряд достоинств ЯЭУ на органическом теплоносителе: низкое рабочее давление в I контуре, не превышающее 0,8 МПа; отсутствие вскипания теплоносителя при гипотетической аварии с полным сбросом давления; возможность использования алюминиевых оболочек ТВЭлов; использование распространенных конструкционных материалов и оборудования; более низкие капитальные вложения в реакторную часть станции; низкая активность жидких и газообразных отходов; простота управления реактором.

Однако органическим теплоносителям присущи и недостатки: худшие по сравнению с водяным теплоносителем теплофизические свойства; радиационно-термическое разложение теплоносителя, сопровождающееся поликонденсацией продуктов разложения, с последующим осаждением их на поверхности ТВЭлов; возможность возникновения взрыво- и пожароопасной ситуации в помещениях при разгерметизации контура и пролива большого количества теплоносителя при отсутствии специальных мер предосторожности.

Разработка реактора с органическим теплоносителем для малой АЭС инициировалась руководством ИАЭ им. И. В. Курчатова в начале 1960-х гг. К этому времени были выполнены исследования по обоснованию применения органического теплоносителя в ядерных реакторах и построен первый экспериментальный реактор с органическим теплоносителем ОМРЕ (США).

Созданная для этой цели в НИИАР в Димитровграде ЯЭУ АРБУС¹ (арктическая блочная установка) была предназначена для демонстрации технической возможности реакторов такого типа, изучения технологии теплоносителя, испытания оборудования, изучения вопросов общей, пожарной и радиационной безопасности, поведения конструкционных материалов, топлива и т. д.

¹ Чететкин Ю. В. Создание ядерно-энергетической установки с органическим теплоносителем // История атомной энергетики Советского Союза и России : Вып. 5. История малой атомной энергетики / под. ред. В. А. Сидоренко. М. : РНЦ «Курчатовский институт», 2004. С. 48–59.

Установка АРБУС представляла собой двухконтурную паротурбинную АЭС тепловой мощностью 5 МВт (электрическая мощность 750 кВт) с давлением пара у турбины 2,5 МПа и температурой 223 °С. Основное оборудование АЭС выполнено в виде отдельных транспортабельных блоков.

Отвод тепла от реактора осуществляется органическим теплоносителем, циркулирующим по замкнутому контуру. В качестве теплоносителя и замедлителя в установке успешно прошли испытания гидростабилизированный газойль, гидротерфенил и дитолилметан.

Циркуляция первичного теплоносителя обеспечивается двумя электронасосами по двум параллельным петлям I контура. Каждая петля имеет отдельный ПГ и компенсатор объема (КО) с азотной подушкой для поддержания давления в реакторе.

В установке использовался ПГ с зеркалом испарения. Наличие в ПГ большого объема воды в состоянии насыщения позволяло аккумулировать энергию при набросах электрической нагрузки ТГ, а также обеспечивало расхолаживание реактора аварийными турбонасосами при обесточивании.

Насыщенный пар, получаемый в ПГ, поступал в турбину. Пройдя турбину, пар направлялся в конденсатор, охлаждаемый водой или азотом. Питательный насос подавал воду с температурой 104 °С из деаэратора в ПГ.

Оборудование, арматура и трубопроводы I контура выполнены из малоуглеродистой стали. В установке применены серийные нефтяные насосы и стандартная нефтяная арматура с повышенными требованиями к качеству очистки внутренних поверхностей. Нестандартное оборудование изготовлено из стали марки Ст20. Для минимизации в теплоносителе примесей оборудование и трубопроводы I контура при изготовлении подвергались тщательной очистке от загрязнений и продуктов коррозии с последующей консервацией летучим ингибитором и герметизацией на время транспортировки и монтажа. После монтажа и опрессовки сухим воздухом контур был заполнен дизельным топливом с содержанием железа около 1 мг/л. Этим топливом была проведена горячая промывка при температуре, близкой к рабочей.

В первых реакторах с органическим теплоносителем отсутствовали специальные системы подготовки и очистки теплоносителя. В результате в первые же кампании были вынужденные остановки по причине закоксовывания активной зоны (образования и роста в ходе эксплу-

атации коксообразных отложений на поверхностях твэлов). Отложения приводили к повышению температуры твэлов и их разгерметизации. Образование отложений является основным фактором, который препятствовал в дальнейшем широкому распространению реакторов с органическим теплоносителем.

Проект АЭС АРБУС был реализован за 2,5 года. Установка была пущена 11 августа 1963 г. Сначала АЭС работала с использованием гидростабилизированного газойля. Была отработана регенерация газойля, позволявшая исключить его потери вследствие образования высококипящих продуктов радиолитического разложения, технология очистки твэлов от образующихся нерастворимых отложений (фаулинга), требования к конструкции и характеристикам реакторов такого типа, позволявшие минимизировать влияние фаулинга. Была продемонстрирована возможность работы АЭС такого типа в режиме саморегулирования. После этого установка АРБУС была переведена на работу с гидротермическим (более стойкой к радиационно-термическому воздействию органической жидкостью). Была доказана работоспособность и подтверждены определенные преимущества таких АЭС (отсутствие активации теплоносителя, возможность использования в I контуре углеродистых сталей и т. д.). Это стимулировало работы по созданию промышленных образцов небольших ЯЭУ с реакторами такого типа.

В режиме атомной электростанции установка АРБУС проработала 789 эффективных суток, выработав 94700 МВт·ч тепловой энергии, среднее выгорание топлива составило 4000 МВт·сут/т урана. В 1978 г. было принято решение о реконструкции установки и переводе ее в режим теплоснабжения жилых зданий и предприятий. Турбинная часть установки была демонтирована, и установлены теплообменники.

Проведенные исследования установки с органическим теплоносителем явились основой для продолжения работ в данном направлении. Был разработан проект атомной котельной теплопроизводительностью 26 Гкал/ч с целью обеспечения теплом золотого прииска «Многовершинный». В качестве теплоносителя в этой установке (АТУ-15) была выбрана освоенная отечественной промышленностью высококипящая органическая жидкость — дитоллилметан, для которой предусмотрена более простая дистилляционная очистка вместо системы очистки теплоносителя регенерацией. В установке применено в основном стандартное нефтяное оборудование. Установка АТУ-15 выполнена по трехконтурной схеме: I контур (давление 0,3 МПа) предназначен

для отвода тепла от активной зоны реактора и нагрева теплоносителя II контура; II контур (0,5 МПа) — промежуточный, предназначен для исключения возможности попадания теплоносителя I контура в III контур, и наоборот; III контур (0,4 МПа) служит для снабжения теплом потребителя. Теплоноситель I и II контуров — дитоллилметан, III контура — вода. Однако данный проект не был реализован.

Газообразные теплоносители. Газообразные вещества, с одной стороны, обладают хорошими ядерно-физическими свойствами (малое сечение захвата тепловых нейтронов позволяет использовать в качестве топлива природный уран) и удовлетворительными физико-химическими свойствами (коррозионно-инертны), а с другой стороны, имеют плохие теплофизические свойства (кроме водорода и гелия). Теплоемкость, теплопроводность и плотность газов малы, поэтому для отвода теплоты необходимо прокачивать через активную зону реактора большие объемы газового теплоносителя, а в некоторых случаях, для увеличения поверхности теплообмена, использовать оребрение твэлов.

Применение в качестве теплоносителя нашли углекислый газ CO_2 и гелий. В качестве теплоносителя CO_2 был применен на первой АЭС Великобритании — Колдер-Холл (1956). По типу этой АЭС в Великобритании были построены еще шесть станций: Бладуэлл (1962), Троусфилд (1964), Данджнесс А (1965), Сайзуэлл (1966), Олдбери (1967), Уилфа (1970). Несколько АЭС с теплоносителем CO_2 действовали во Франции, по одной — в Японии, Италии и Испании.

Газообразная CO_2 не вызывает коррозии стали. Однако, так как давление в пароводяном контуре АЭС выше, чем теплоносителя, влага проникала в CO_2 через неплотности в парогенераторе. Это вызывало коррозию и разрушение стальных деталей и узлов реактора.

Гелий обладает хорошими теплопередающими свойствами и является перспективным теплоносителем. Гелий — инертный газ, он не взаимодействует с графитовым замедлителем при высоких температурах (до 1000°C и более). Это позволяет получить на АЭС с высокотемпературными реакторами пар высоких параметров и соответственно повысить КПД АЭС, а в перспективе — перейти к прямому циклу с газовой турбиной.

Жидкометаллические теплоносители в основном используются в реакторах на быстрых нейтронах, которые имеют более сложную конструкцию, чем реакторы на тепловых нейтронах. В них нет замедлителя нейтронов, поэтому топливо должно иметь высокую концентрацию

делящегося изотопа. Экономически оправданная плотность энерговыделения в активной зоне РБН составляет около 500 МВт/м^3 , что в 50 раз больше, чем в РБМК, и в 5 раз больше, чем в ВВЭР.

Для достижения столь энергонапряженной активной зоны необходимо обеспечить высокий удельный теплоотвод. Это достигается применением тонких (диаметр 5–6 мм) твэлов и использованием теплоносителей с хорошими теплофизическими свойствами.

Длительное изучение возможных теплоносителей для реакторов на быстрых нейтронах (литий, натрий, калий, сплавы натрий-калий, свинец, ртуть, висмут, гелий и др.) привело специалистов к выбору натрия как наиболее подходящего теплоносителя, что обусловлено хорошим сочетанием физических, теплофизических, коррозионных свойств и относительно невысокой стоимостью. Невысокая плотность натрия ($0,97 \text{ г/см}^3$) позволяет снизить затраты мощности на перекачку теплоносителя. Высокая температура кипения жидкого натрия (878°C) исключает необходимость поддерживать высокое давление в контуре.

К недостаткам натрия можно отнести его способность активироваться под действием нейтронного облучения и высокую химическую активность по отношению ко многим веществам. Натрий бурно реагирует с водой. Выделяемой при этом теплоты бывает достаточно для воспламенения образующегося водорода, если реакция идет на воздухе, поэтому требуется защита натрия от воздействия кислорода воздуха и других веществ, способных химически реагировать с ним.



Рис. 1.6. Электронагреватели на трубопроводах и арматуре натриевого контура

Высокая температура плавления натрия ($97,3^\circ\text{C}$) требует введения специальной системы обогрева для поддержания натрия в жидком состоянии при остановке реактора (рис. 1.6).

В табл. 1.1 приведены характеристики наиболее подходящих для реакторов на быстрых нейтронах жидкометаллических теплоносителей: натрия, эвтектик Na–K, Pb–Bi и свинца.

Таблица 1.1

Теплофизические характеристики жидкометаллических теплоносителей

Характеристика	Теплоноситель			
	Na	Na–K	Pb	Pb–Bi
Плотность, кг/м ³	856	775	10600	10100
Температура плавления, °С	97,3	–11	327	123
Температура кипения, °С	878	785	1751	1670
Теплоемкость, кДж/(кг·К)	1,28	0,88	0,147	0,15
Теплопроводность, Вт/(м·К)	71,0	26,0	15,0	14,0
Вязкость кинематическая, 10 ^{–7} м ² /с	3,30	3,10	2,34	1,90

В настоящее время на всех действующих и на большинстве проектируемых энергетических реакторов на быстрых нейтронах используют в качестве теплоносителя жидкий натрий.

Вопросы для повторения

1. Дайте определение понятию «атомная станция» в соответствии с НП-001–2015.
2. Какие типы атомных станций различают в зависимости от вида производимой энергии?
3. Какую схему АЭС называют одноконтурной?
4. Как осуществляется очистка натриевого теплоносителя II контура от примесей?
5. Опишите, как организована циркуляция натрия в I контуре РУ БН-600.
6. Какое оборудование входит в состав петли II контура АЭС с БН-800?
7. По какой схеме осуществляется циркуляция среды по стороне III контура АЭС с БН-600?
8. Что включает в себя система регенеративного подогрева питательной воды АЭС с БН-600?
9. Какие недостатки имеет вода как теплоноситель?
10. Какие преимущества имеет натрий как теплоноситель?

2. КОНСТРУКЦИОННЫЕ СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ

2.1. Параметры ПГ

Температура водного теплоносителя t'_1 на входе в ПГ тем выше, чем выше давление в реакторе p_1 . Технически можно осуществить реактор, трубопроводы и ПГ с давлением вплоть до критического. Но экономические соображения ограничивают давление в реакторе до 17 МПа. Реакторы, охлаждаемые водой, не допускают ее вскипания (за исключением поверхностного кипения), поэтому на выходе из реактора должен быть определенный недогрев δt_n до температуры насыщения t_{s1} , соответствующей давлению p_1 (рис. 2.1). Следовательно, температура на выходе из реактора равна $t'_1 = t_{s1} - \delta t_n$, максимально возможная температура рабочего тела t''_2 на выходе из ПГ определяется величиной t'_1 и температурным напором $\Delta t_{\text{вх}}$ на входе теплоносителя в ПГ: $t''_2 = t'_1 - \Delta t_{\text{вх}}$. Другой характерной температурой рабочего тела является температура его насыщенного пара t_{s2} при давлении в испарителе p_2 . Ее значение определяется температурой теплоносителя $t''_{1\text{исп}}$ и температурным напором $\Delta t_{\text{исп}}^{\text{вых}}$ на выходе из испарителя.

Охлаждение теплоносителя в ПГ до конечной температуры t''_1 в общем случае осуществляется в пароперегревателе, испарителе и экономайзере на величины $\delta t_{1\text{пп}}$, $\delta t_{1\text{исп}}$, $\delta t_{1\text{эк}}$ соответственно. Температура теплоносителя на выходе из испарителя $t''_{1\text{исп}} = t'_1 - \delta t_{1\text{пп}} - \delta t_{1\text{исп}}$, а температура насыщения рабочего тела в нем $t_{s2}(p_2) = t''_{1\text{исп}} - \Delta t_{\text{исп}}^{\text{вых}}$.

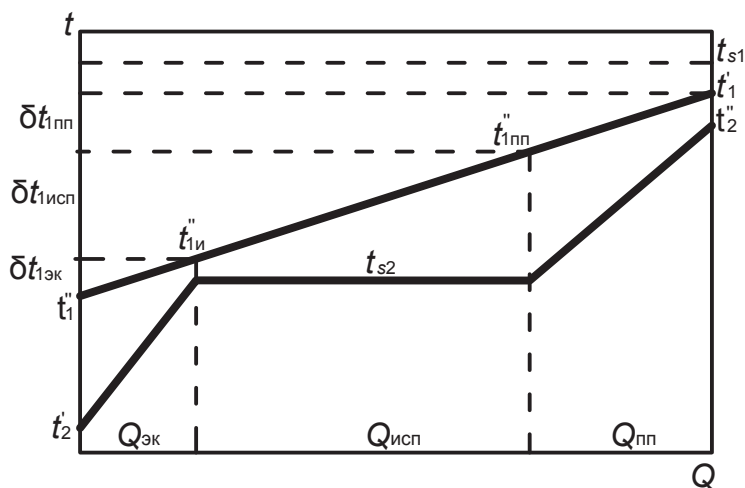


Рис. 2.1. t, Q -диаграмма ПГ (теплоноситель — вода под давлением)

Изменение температур теплоносителя и рабочего тела в элементах ПГ представлено на t, Q -диаграмме (рис. 2.1). По оси ординат t , Q -диаграммы откладываются характерные для каждого элемента ПГ температуры, а по оси абсцисс — количество переданного тепла в экономайзере $Q_{\text{эк}}$, испарителе $Q_{\text{исп}}$, пароперегревателе $Q_{\text{пп}}$.

На рис. 2.2 приведена t, Q -диаграмма ПГ, обогреваемого насыщенным паром, блока № 1 Белоярской АЭС с реактором АМБ-100.

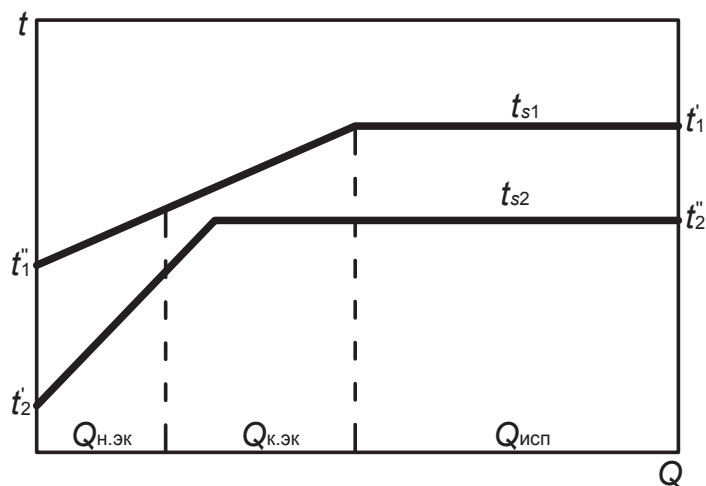


Рис. 2.2. t, Q -диаграмма ПГ (теплоноситель — насыщенный пар)

Как показывает анализ параметров ПГ, обогреваемых водой под давлением и насыщенным паром, последний как теплоноситель гораздо эффективнее воды.

На выходе из активной зоны реактора на быстрых нейтронах температура натриевого теплоносителя составляет порядка $550\text{ }^{\circ}\text{C}$. Это позволяет производить в парогенераторах пар высоких параметров. Оптимум по давлению перегретого пара на АЭС с РБН лежит в диапазоне 14–18 МПа. Реализация цикла с высокими значениями давления требует применения промежуточного перегрева пара. На АЭС с реакторами БН-600 и «Феникс» промежуточный перегрев осуществляется натрием до температуры острого пара. На рис. 2.3 приведена t, Q -диаграмма ПГ, обогреваемого натриевым теплоносителем, который вырабатывает перегретый пар и осуществляет натриевый промежуточный перегрев пара. Это позволило использовать в составе блоков серийные турбоустановки и получать максимальный термический КПД цикла.

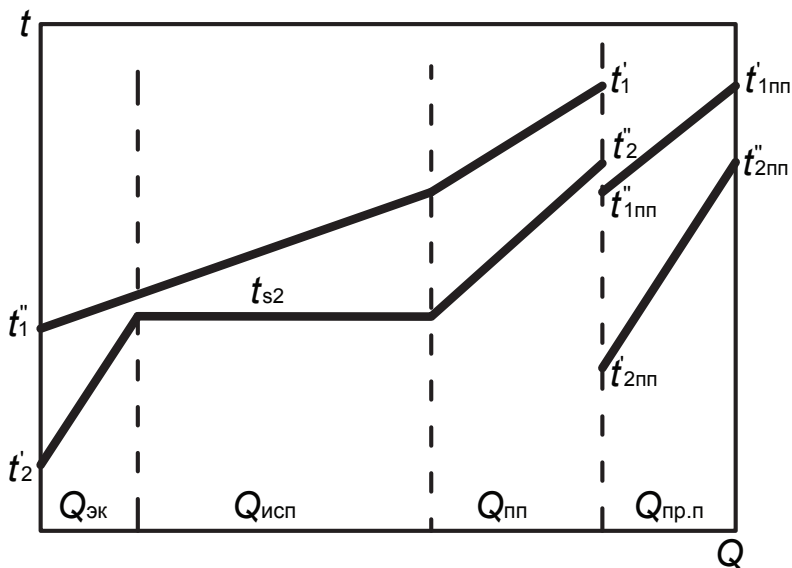


Рис. 2.3. t, Q -диаграмма ПГ (теплоноситель — натрий, вырабатывается перегретый пар, и осуществляется промежуточный перегрев пара)

2.2. Выбор конструкционной схемы

При создании высокоэкономичных и надежных ПГ большое значение имеет правильный выбор конструкционной схемы. Характеристиками, определяющими схему ПГ в целом и его отдельных элементов, являются: способ омывания теплопередающей поверхности и ее форма, компоновка элементов, принцип движения рабочего тела и т. д. Выбор и обоснование каждой характеристики ведутся последовательно в процессе проектирования и окончательно уточняются при завершении конструкторского расчета.

Первый вопрос рассмотрения — способ омывания теплопередающей поверхности. Рекомендуется среду с большим давлением направлять в каналы с меньшим эквивалентным диаметром, соблюдая принцип противотока. Рациональная форма поверхности теплопередачи выбирается из условий достижения наибольшей компактности и предотвращения температурных напряжений. Первое из них связано с размером поверхности теплопередачи и ее компоновки, а второе обуславливается требованиями надежности. Температурные напряжения возникают вследствие сочетаний в конструкциях элементов с существенно различными температурами или при использовании материалов с разными коэффициентами линейного расширения, а также в элементах большой толщины со значительным перепадом температур в них. Первые могут быть устранены применением специальных компенсаторов или самокомпенсацией элементов.

Компенсаторы могут быть выполнены на корпусе или непосредственно на поверхности теплопередачи. Наиболее простым компенсатором труб поверхности теплопередачи является предварительный прогиб. В этом случае компенсация разницы температурных удлинений труб и корпуса будет осуществляться изменением прогиба. На корпусе компенсатор выполняется в виде сильфона. Такой способ, однако, вряд ли пригоден для ПГ вследствие высоких давлений, больших габаритных размеров и толщин корпусов. Наиболее целесообразна самокомпенсация труб поверхности теплопередачи. Она возможна при отсутствии жесткого крепления труб на обоих концах корпуса и в случае применения труб в форме змеевиков. Трубные змеевики могут быть плоскими, винтовыми и спиральными. Простейшим плоским змеевиком является змеевик с одним гибом — U-образная трубка. Змееви-

ки с большим числом гибов, как плоские, так и винтовые, и спиральные (особенно), усложняют и удорожают поверхность теплопередачи, а увеличение числа сварных соединений усложняет обеспечение надежности.

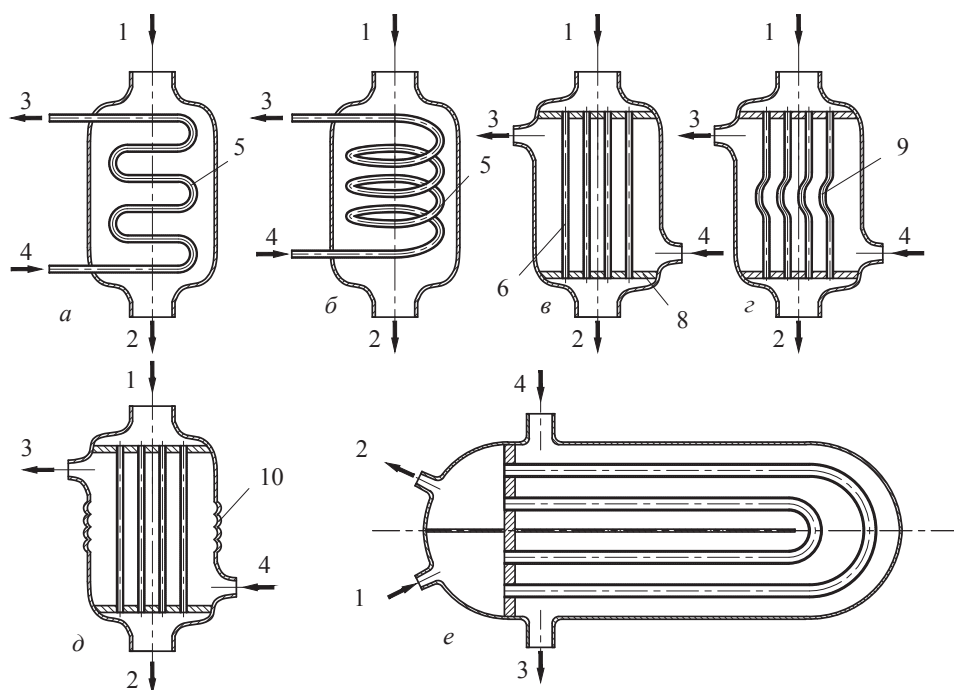


Рис. 2.4. Способы предотвращения температурных напряжений: плоские (а) и винтовые (б) змеевиковые поверхности теплообмена; теплообменные трубы без компенсирующих изгибов (в) и с синусоидальным гибом (z); трубы без компенсирующих гибов, на корпусе линзовый (сильфонный) компенсатор (д), с U-образными трубками (е):

1, 2 — вход-выход первичного теплоносителя; 3, 4 — выход-вход вторичного теплоносителя; 5 — змеевик; 6 — прямые теплообменные трубы; 7, 8 — трубные доски; 9 — синусоидальный гиб; 10 — линзовый (сильфонный) компенсатор на корпусе

Если площадь поверхности теплопередачи невелика и не требуется повышенная компактность теплообменника, то более целесообразной формой самокомпенсирующейся поверхности будет U-образная. Схемы теплообменников с U-образной, змеевиковой и винтовой поверхностями представлены на рис. 2.4, а, б, е. Полную самокомпенсацию обеспечивает применение поверхности теплообмена из обрат-

ных элементов — трубок Фильда (рис. 2.5). Окончательный выбор рассмотренных самокомпенсирующихся форм поверхности теплопередачи должен проводиться на основе технико-экономических соображений с учетом стоимости изготовления, удобств монтажа и надежности эксплуатации.

В некоторых случаях (видимо, для прямоточных ПГ с перегревом пара) может оказаться более целесообразным применение жестких, без самокомпенсации конструкций в виде прямых трубных пучков с креплением обоих концов труб (рис. 2.4, в). В этом случае желательно применять для труб, корпуса и камер один и тот же материал (или разные материалы с близкими температурными коэффициентами линейного расширения) и предусмотреть меры сближения температур стенок элементов теплообменника. Однако при разработке специальных мер, направленных на снижение температурных напряжений до допустимых значений, возможно применение материалов и с заметно разными коэффициентами линейного расширения.

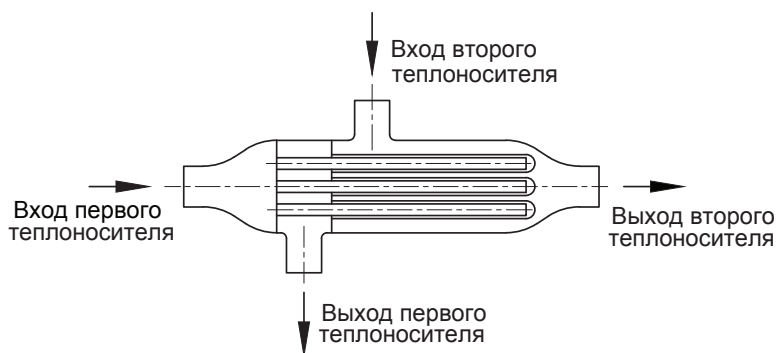


Рис. 2.5. Теплообменник с обратными элементами (трубками Фильда)

Большое влияние на конструкционную схему теплообменника оказывает способ ввода поверхности теплопередачи в корпус, который может быть осуществлен разными способами: с трубными досками, внешними коллекторами, внутренними коллекторами. Наиболее простое решение, казалось бы, имеет первый способ. Однако для мощных ПГ с высокими перепадами давлений p_1 и p_2 и температур t'_1 и t''_2 требуется весьма толстостенная и потому технологически неудобная трубная доска, в которой к тому же возникают существенные температурные напряжения. Данная схема успешно реализована в конструк-

циях модулей парогенераторов ПГН-200М и Н-272 для АЭС с реакторами БН-600 и БН-800.

Схема с внешними коллекторами удорожает корпус, так как предусматривает большое число вводов и выводов труб через стенку корпуса. Такая схема при высоком давлении в корпусе нецелесообразна. Схема с внутренними коллекторами несколько сложнее и дороже, чем схема с трубными досками, но она более технологична при существующих способах изготовления и более надежна (из-за отсутствия температурных напряжений в соответствующем элементе). С выбранной схемой ввода поверхности теплопередачи в корпус связана и конфигурация последнего. Теплообменники могут быть с прямым и с U-образным корпусом. U-образный корпус может быть осуществлен только для U-образных труб. Основное преимущество — разделение трубных досок входной и выходной камер, что очень важно, когда $t'_1 \gg t''_1$. Разделение входной и выходной камер может быть существенно и для прямого корпуса без нарушения принципа самокомпенсации элементов теплообменника в случае применения П-образных корпусов и труб поверхности теплообмена. П-образная форма требует вварки в корпусе двух патрубков большого диаметра, что усложняет конструкцию корпуса.

2.3. Парогенераторы с натриевым обогревом

2.3.1. Общие сведения

Освоение парогенераторов (ПГ) с натриевым обогревом началось одновременно с освоением реакторов на быстрых нейтронах. Путь от экспериментальных реакторных установок небольшой мощности до промышленных АЭС отмечен большим разнообразием конструкций ПГ. Сложность выбора оптимальной конструкции ПГ связана в первую очередь с требованиями безопасности конструкции, обусловленными спецификой жидкометаллических теплоносителей, способных в аварийной ситуации вступать в химическую реакцию взаимодействия с водой-паром с повреждением окружающих конструктивных элементов.

За этот период создано большое число различных конструкций теплообменников и ПГ. Большинство из них относится к экспериментальным или полупромышленным вариантам. Наибольший интерес представляет рассмотрение конструкций относительно мощных установок,

созданных в качестве прототипов АЭС. К таковым из введенных в строй относятся Хэллэмская АЭС и АЭС «Энрико Ферми» (США), АЭС «Феникс» (Франция) и Шевченковская АЭС (СССР — Казахстан).

В России (СССР) накоплен большой опыт испытаний и эксплуатации парогенераторов с натриевым теплоносителем на установках БОР-60, БН-350, БН-600, БН-800. Разработаны парогенераторы для БН-1200.

На энергоблоке с реактором БН-600 получен уникальный опыт по эксплуатационной технологии натриевого теплоносителя, полностью отработана технология ремонта и замены оборудования, включая парогенераторы¹.

Течи воды в натрий являются реальными событиями, предусмотрены проектом, и имеются средства подавления подобных инцидентов. В модулях парогенераторов БН-600 было 12 случаев межконтурной течи, последняя — в 1991 г. Проектная концепция секционно-модульных парогенераторов позволила при течах воды в натрий изолировать негерметичные секции без снижения мощности энергоблока.

2.3.2. Классификация парогенераторов, обогреваемых жидкими металлами

Существует большое разнообразие типов ПГ (действующих и проектируемых) для РБН, охлаждаемых жидким металлом: с естественной и многократной принудительной циркуляцией, прямоточные, с различными конфигурациями теплообменных труб (с прямыми, U-, L-образными, змеевиковыми, трубками Фильда), выполненных из различных материалов.

По способу разделения теплообменной поверхности на части и соединения их между собой различают интегральные (корпусные), секционно-модульные и микромодульные ПГ.

Интегральной называют конструкцию ПГ, в которой экономайзер, испаритель и пароперегреватель совмещены в одном корпусе (например, ПГ АЭС «Суперфеникс», Франция). Интегральные ПГ обычно имеют свободный уровень натрия и газовую полость.

Секционно-модульные ПГ имеют конструкцию, в которой теплообменная поверхность разделена по функциональному назначению на модули экономайзера, испарителя (экономайзера-испарителя) и пароперегревателя (например, ПГ АЭС с БН-600 и БН-800). Со-

¹ Ташлыков О. Л. Ремонт оборудования атомных станций : учебник. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2018.

вокупность соединенных модулей, способная полностью выполнять функцию производства пара требуемых параметров, образует секцию, которую можно отключать от ПГ, представляющего собой совокупность параллельно соединенных секций, имеющих общие подводящие и отводящие коллекторы.

Микромодульные ПГ — это по существу секционно-модульные конструкции, но без требования отключаемости секции. Мощность модулей и секций относительно мала, поэтому отказ одного модуля или секции и его удаление не приводят к существенному изменению мощности ПГ.

Классификацию ПГ производят также по форме теплообменной поверхности. Наиболее распространены ПГ прямотрубной конструкции (БН-600, БН-800), со спиральными трубами (используются термины «геликоидальный», «спирально-навивной», «бухтовый змеевик»), размещенными между центральной трубой и корпусом («Суперфеникс»), с теплообменной поверхностью в виде плоских змеевиков (используются термины «серпантинный», «ширмовый»), размещенных в цилиндрическом корпусе (БОР-60).

Гибы на теплообменной трубе или совместный изгиб теплообменных труб и корпуса применяют для устранения температурных напряжений на корпусе и трубном пучке, связанных с температурными удлинениями. Возможными конфигурациямигиба являются U-образные (PFR, Англия), S-образные («Феникс», Франция), в виде клюшки (Clinch River), бумеранга, винтовые и плоские змеевики и др.

Надежным решением вопроса компенсации температурных расширений является использование в ПГ труб Фильда (БН-350, Хэллэмская АЭС, HNPF). Однако конструкции ПГ с трубами Фильда имеют ряд недостатков, сдерживающих их новые разработки (например, наличие сварного шва на теплообменном участке трубки, трудность дренирования трубок при вертикальной компоновке).

2.3.3. Требования, предъявляемые к парогенераторам, обогреваемым жидкометаллическим теплоносителем

Натриевые ПГ выдвинули ряд новых требований к материалам, обусловленных повышенными параметрами воды, пара и теплоносителя, резко интенсифицирующими коррозионные и другие физико-химические процессы как с натриевой, так и с пароводяной стороны. Кроме того, в связи с химической активностью натрия по отношению к воде и кислороду воздуха должна быть обеспечена безопасность при раз-

уплотнении стенки теплообменных труб. Взаимодействие воды с натрием приводит к выделению водорода, росту давления и температуры в зоне взаимодействия и оборудовании в целом и в конечном итоге к повреждению парогенератора. В связи с этим вероятность потери межконтурной герметичности ПГ, т. е. взаимодействия воды и натрия, должна быть исключена или последствия нарушения герметичности должны быть сведены к минимуму конструктивными мерами и работой системы автоматической защиты.

Парогенераторы, обогреваемые жидкометаллическим теплоносителем, являются уникальным видом теплообменного оборудования как по рабочим условиям и параметрам пара, так и по требованиям к эксплуатационной надежности и безопасности. В них производится пар высоких и сверхвысоких параметров с давлением до 19 МПа, температурой до 510 °С. Поверхности нагрева работают при больших перепадах температур, значительных тепловых потоках, высоких скоростях движения теплоносителя и рабочего тела. Тонкие стенки труб, являясь границей раздела химически несовместимых сред — натрия и воды, должны обеспечивать абсолютную межконтурную плотность в течение всего срока службы. Любое нарушение плотности вызывает бурно протекающую химическую реакцию взаимодействия.

Протечки в трубах ПГ увеличиваются очень быстро, в считанные минуты достигая недопустимых размеров и вызывая необходимость немедленного отключения секции, петли или остановки реактора.

При взаимодействии натрия с водой, происходящем при протечках в трубках, развитие аварийного процесса связано с тем, что вырывающаяся из первоначально образовавшегося отверстия струя воды или пара, попадая на соседние трубки и локально взаимодействуя с натрием, за несколько минут прожигает их стенки и создает таким образом новые дефекты. Те в свою очередь вызывают дальнейшие разрушения, т. е. процесс развивается лавинообразно. Быстроте процесса способствует высокая температура в зоне реакции (более 1000 °С), а также режущее действие струи. В довершение происходит саморазвитие процесса — расширение уже имеющегося дефекта за счет местного взаимодействия струи с натрием¹.

¹ Обзор парогенераторов, используемых в российских натриевых быстрых реакторах, и опыта их эксплуатации / В. М. Поплавский [и др.] // 2-е Координационное исследовательское совещание МАГАТЭ по Координированному исследовательскому проекту по теме «Анализ опыта эксплуатации оборудования и систем быстрых реакторов и уроки, извлеченные из этого опыта». Вена, Австрия, 20–23 мая 2008 г.

Оптимум по давлению перегретого пара на АЭС с РБН лежит в диапазоне 14–18 МПа. В области давлений менее 13 МПа из-за снижения температуры насыщения значительно возрастают тепловые нагрузки в испарителе, что может отрицательно сказаться на его ресурсе и надежности. Использование давления рабочего тела выше 18 МПа сопряжено с техническими трудностями реализации, ростом металлоемкости и стоимости оборудования конденсатно-питательной части блока и одновременно не дает существенного увеличения КПД цикла. Реализация цикла с высокими значениями давления требует применения промежуточного перегрева пара. На АЭС с реакторами БН-600, «Феникс» промежуточный перегрев осуществляется до температуры острого пара. Это позволило использовать в составе блоков серийные турбоустановки и получать максимальный термический КПД цикла. Однако это усложняет тепловую схему АЭС, так как промежуточный перегрев осуществляется натрием в ПГ.

На АЭС с БН-800 в составе турбоустановки использованы цилиндры низкого давления серийных турбин большой мощности, в частности спроектированные для турбины К-1000-60/3000-2 (АЭС «Куданкулам», Индия), конструкция которых обеспечивает симметричные отборы. Более высокий КПД данной модификации ЦНД, по сравнению с ЦНД серийной турбины К-1000-60/3000, обусловлен в первую очередь применением усовершенствованного лопаточного аппарата 2–5 ступеней. В паросиловом цикле таких установок с точки зрения термодинамики целесообразен промежуточный перегрев, осуществляемый паром из отборов цилиндра высокого давления. Паровой промежуточный перегрев пара снижает КПД установки по сравнению с высокотемпературным натриевым промежуточным перегревом на 1–2 %, но увеличивает надежность ПГ за счет сокращения значительной поверхности контакта с натрием (исключения модулей промежуточных пароперегревателей и натриевых трубопроводов их обвязки).

При разработке оборудования АЭС, в том числе натриевых ПГ, требования, которым они должны удовлетворять, можно условно разделить на проектные, технологические и эксплуатационные.

Основными *проектными требованиями*, предъявляемыми к натриевым ПГ являются:

- ◇ обеспечение надежности и тем самым длительной работоспособности конструкции ПГ: конфигурация трубок и сварных швов должна позволять проведение полного контроля неразрушаю-

щими методами всех трубок и сварных швов после сборки трубного пучка;

- ◇ минимальная интенсивность коррозионных процессов;
- ◇ обеспечение долговечности ПГ, т. е. обеспечение благоприятного температурного режима теплообменной поверхности;
- ◇ экономичность конструкции ПГ;
- ◇ вибропрочность конструкции ПГ;
- ◇ компенсация температурных напряжений;
- ◇ безопасность при нарушении плотности теплопередающих трубок.

Основные факторы, определяющие надежность ПГ: качество изготовления и контроль качества — зависят от ряда технологических требований, заключающихся в рациональном выборе материалов, простейших геометрических форм, надежного способа сварки труб между собой и с трубной доской, унификации элементов конструкции узлов, обеспечении постоянного качества и однородности материала теплообменных трубок, обеспечении чистоты всех поверхностей ПГ при изготовлении и монтаже.

Для обеспечения нормальной эксплуатации ПГ его конструкция, схема включения, оснащение КИПиА должны удовлетворять ряду требований, как обычных, так и специфичных для ПГ с жидкометаллическим обогревом. Основные эксплуатационные требования, предъявляемые к натриевым ПГ:

- ◇ Для нормального пуска и отключения ПГ необходимо обеспечить возможность его разогрева в пустом и заполненном металлом состоянии, включая разогрев трубопроводов обвязки до температуры 250—450 °С без возникновения недопустимых температурных напряжений. Должны быть исключены тупиковые участки и застойные зоны, обеспечено полное заполнение теплоносителем без образования газовых полостей. Наличие недренируемых участков не допускается.
- ◇ Компоновка оборудования и схема обвязки при секционном-модульном исполнении ПГ должны обеспечивать гидравлическую равнозначность параллельных ветвей с тем, чтобы различия в температуре греющего теплоносителя не превышали нескольких градусов.
- ◇ Конструкция ПГ должна предусматривать контрольно-измерительную аппаратуру в объеме, достаточном для однозначной интерпретации состояния ПГ на текущий момент. В первую

очередь необходимо обеспечить измерение интегральных параметров (расходы теплоносителей, температура на входе и выходе, перепады по трактам) и их автоматическое поддержание, а также качество питательной воды и чистоту натрия.

- ◇ Конструкция ПГ, компоновка его элементов должны предусматривать возможность периодического контроля и осмотра (удобный подход, съемная теплоизоляция, возможность использования грузоподъемных и режущих механизмов, средств неразрушающего контроля). Должна быть обеспечена возможность замены неисправного оборудования на резервное (эвакуация оборудования за пределы парогенераторного бокса).
- ◇ ПГ должны оснащаться средствами оперативной диагностики протечек воды в натрий, важное значение придается определению места течи, снижению последствий аварийных ситуаций. Должны быть предусмотрены дублирующие системы контроля герметичности, желательно разными методами, быстродействующая отсечная арматура, дренирование теплоносителя, активные и пассивные средства снижения давления в натриевом контуре при течи воды в натрий.
- ◇ Ремонтопригодность ПГ. При разработке конструкции должна быть предусмотрена возможность замены или глушения дефектных труб без демонтажа ПГ, разработана технология ремонта.

К моменту пуска первых экспериментальных РБН имелся лишь небольшой опыт исследований одно- и многотрубных моделей на стендах, обозначивший многие проблемы, которые могли возникнуть при эксплуатации ПГ.

С учетом опасности течи, существующего уровня производства и контроля для первых опытных реакторов SRE (США, тепловая мощность 20 МВт), HNPF (США, тепловая мощность 85 МВт), БР-5 (СССР, тепловая мощность 5 МВт), построенных до 1962 г., были разработаны ПГ с двойными теплопередающими стенками, кольцевой зазор между которыми заполнялся ртутью. На ПГ реактора EBR-1 (тепловая мощность 4 МВт) теплопередающая стенка была многослойной — на трубу из нержавеющей стали посажена многослойная никель-медь-никелевая труба. ПГ реактора АЭС «Даунри» имел раздельные трубы для воды и сплава натрия — калий, а тепловой контакт осуществлялся через пакет медных пластин, напрессованных на трубы. На реакторной установке EBR-2 (США) были применены двойные трубы с воздушным зазором и двойные трубные доски (рис. 2.6).

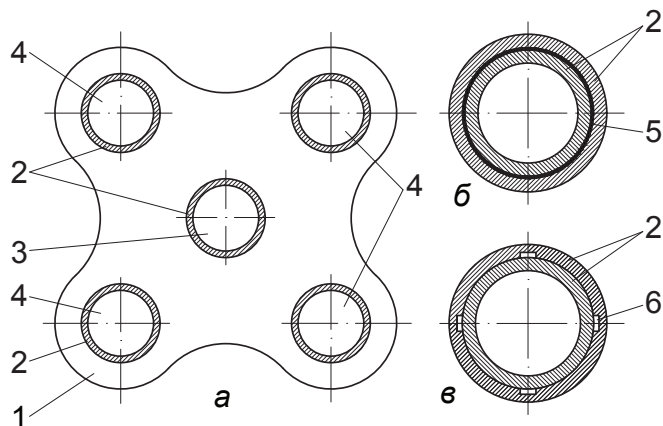


Рис. 2.6. Типы конструкций теплообменных поверхностей в ПГ «натрий — вода»:

a — теплообменный блок ПГ DFR; *б* — многослойная теплообменная трубка EBR-II; *в* — двухслойная теплообменная трубка:

1 — медная матрица; 2 — стальная трубка; 3 — пар-вода; 4 — сплав натрий — калий; 5 — никель; 6 — индикаторная канавка

Ни на одном из указанных ПГ за весь период их работы не произошло ни одной аварии с взаимодействием натрия — вода. В дальнейшем была выбрана и принята во всем мире концепция одностенного ПГ. Решающим фактором при этом стали экономические соображения.

2.3.4. Зарубежные конструкции парогенераторов

На Хэллэмской АЭС тепловой мощностью 256 МВт установлено шесть ПТО, три ПГ¹. Натрий, нагретый в активной зоне реактора, входит в теплообменник, имея температуру 507 °С, и выходит при 321 °С. Вертикальный теплообменник состоит из 1395 прямых труб общей площадью поверхности 266 м². Натрий первого контура проходит внутри труб. Натрий промежуточного контура движется в межтрубном пространстве с многократным поперечным обтеканием труб. Компенсация температурных деформаций осуществляется компенсатором, установленным на корпусе. Для предотвращения механического воздействия потоков натрия на трубы предусмотрены отражательные листы. Натрий промежуточного контура входит в теплообменник при 290 °С и выходит при 479 °С. ПГ, тепловая мощность которого

¹ Рассохин Н. Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. М. : Энергоатомиздат, 1987.

составляет 85 МВт, состоит из пароперегревателя и испарителя и имеет следующие параметры: $p_2 = 6,3$ МПа; $t_2'' = 468$ °С и $t_2' = 150$ °С (рис. 2.7).

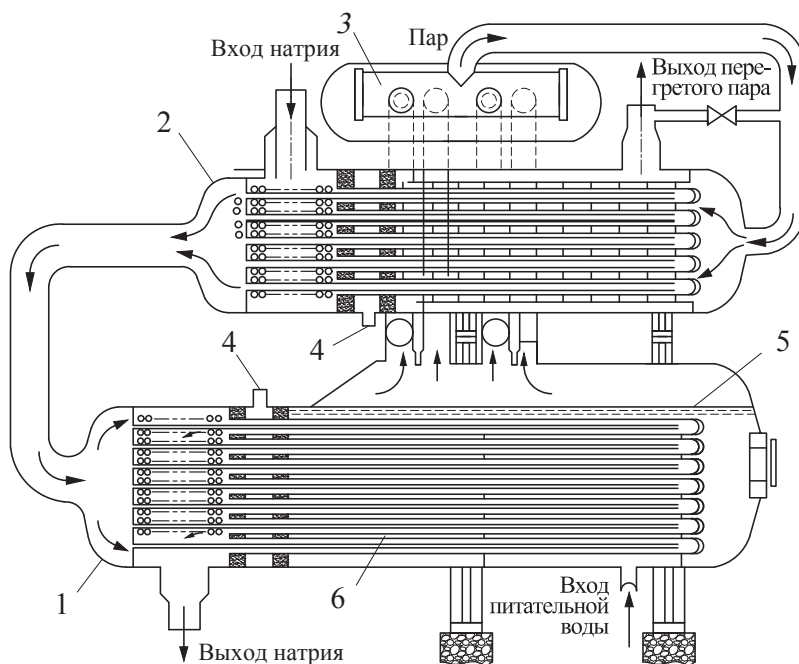


Рис. 2.7. Парогенератор Хэллэмской АЭС:

1 — испаритель; 2 — пароперегреватель; 3 — сепаратор; 4 — отводы к сигнальным устройствам; 5 — уровень воды; 6 — обратные элементы с двойными стенками

Поверхности теплообмена испарителя и пароперегревателя выполнены из элементов с обратными трубками. Конструкция наружной и внутренней трубок показана на рис. 2.8. Внутренняя трубка двойная. Цель усложнения ее конструкции — предотвращение теплообмена между натриевыми потоками, движущимися в кольцевом зазоре. Поэтому наружный слой является теплоизолятором. Для компенсации разности температурных удлинений основной трубки и теплоизолятора последний крепится к трубной доске через сильфонный компенсатор. Смысл установки теплоизолятора заключается в увеличении температурного напора и уменьшении площади поверхности теплообмена.

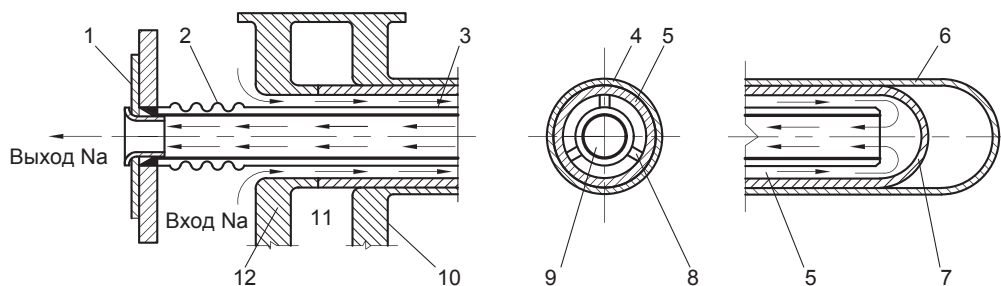


Рис. 2.8. Соединение обратных элементов с трубными досками:

- 1 — трубная доска; 2 — сильфонный компенсатор; 3 — экранная труба;
 4 — наружная трубка; 5 — внутренняя трубка; 6 — донышко наружной трубки;
 7 — донышко внутренней трубки; 8 — упоры; 9 — центральная трубка элемента;
 10, 12 — трубные доски; 11 — камера указателя утечек

Пароперегреватель набран из 560 обратных элементов, площадь теплопередающих поверхностей которых равна 560 м^2 . В испарителе 680 элементов, площадь поверхности теплообмена составляет 680 м^2 . Размеры обратных элементов для испарителя и пароперегревателя одинаковы: наружный диаметр внешней трубки 38,6 мм, а внутренней — 35 мм.

Парогенератор АЭС «Энрико Ферми» — это конструкция, где впервые использовалось одностеночное разделение натрия и воды. В связи с этим также впервые реализованы некоторые элементы системы аварийной защиты, срабатывающие в случае течи воды в натрий.

Парогенератор установки «Энрико Ферми»¹ представляет собой теплообменный аппарат, заключенный в вертикальный цилиндрический корпус $\varnothing 2600 \text{ мм}$ (рис. 2.9). Натрий входит в межтрубное пространство сбоку через два патрубка $\varnothing 300 \text{ мм}$, течет вниз, поперечно оmyвая пучки труб, и выходит через нижний штуцер. Питательная вода входит наверху в центральный кольцевой коллектор, по опускным трубкам движется вниз и по змеевикам, состоящим из 1200 теплопередающих трубок $\varnothing 16 \times 1,1 \text{ мм}$, поднимается вверх, испаряясь и перегреваясь при этом. Пароводяной цикл — прямоточный.

Теплопередача от натрия к воде осуществляется через однослойную стенку. Натриевая полость парогенератора делится тепловой за-

¹ Рассохин Н. Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. М. : Энергоатомиздат, 1987.

щитой, предохраняющей опускные трубки от больших температурных перепадов, на две: кольцеобразную (между корпусом и тепловой защитой), где размещается основная часть поверхности нагрева, и центральную (внутри тепловой защиты), где размещаются опускные пароводяные трубки и охлажденный натрий.

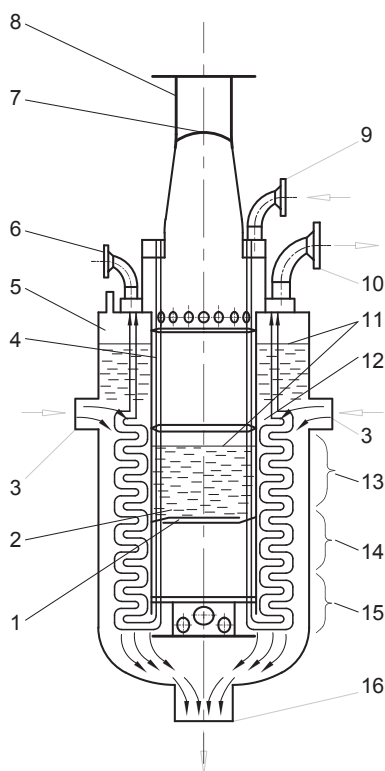


Рис. 2.9. Парогенератор АЭС «Энрико Ферми»:

- 1 — элементы крепления змеевиков; 2 — опускные секции труб; 3 — патрубок входа натрия; 4 — центральная труба; 5 — газовая подушка; 6 — патрубок предохранительного клапана; 7 — разрывная диафрагма; 8 — отвод продуктов реакции натрия — вода; 9 — вход питательной воды; 10 — выход перегретого пара; 11 — уровень жидкого натрия; 12 — отводящие трубы; 13 — пароперегреватель; 14 — испаритель; 15 — экономайзер; 16 — патрубок выхода натрия

Над уровнем натрия в парогенераторе имеется газовый объем, состоящий из двух газовых полостей, причем обе полости (кольцевое пространство и объем внутритепловой защиты) соединяются между собой для выравнивания давления в случае изменения расхода или

температуры, а также при выделении продуктов реакции натрия с водой. Появление течи регистрируется по повышению давления или появлению водорода в газовой полости парогенератора.

В верхней части газового объема парогенератора имеется предохранительная мембрана, срабатывающая при определенном давлении. При ее прорыве инертный газ, продукты реакции и натрий попадают в отводящие трубопроводы и затем в сепаратор, где натрий отделяется, а водород сбрасывается в атмосферу.

Парогенераторы АЭС «Феникс» начали эксплуатироваться под нагрузкой с января 1974 г. Парогенератор состоит из модулей испарителей, основных и промежуточных пароперегревателей. Все модули конструктивно выполнены одинаково (изогнутый вместе с корпусом трубный пучок S-образной формы из семи труб), но имеют разные размеры (рис. 2.10).

Теплообменные трубки имеют стыковые сварные соединения в областигиба. Модули не имеют индивидуальной теплоизоляции. Весь ПГ, содержащий по 12 модулей каждого типа, помещен в металлический короб, выполняющий функцию защитного кожуха и теплоизоляции.

Каждая теплообменная труба имеет индивидуальный вывод за пределы корпуса, дроссельные устройства на входе в трубы, размещенные вне натриевого объема. Это значительно упростило ремонт, когда из-за неудачной конструкции дроссельных устройств возникла течь в результате коррозионно-эрозионного износа стенки трубки непосредственно за дросселем (в атмосферу, но не в натрий). До 1982 г. ПГ работал удовлетворительно. В 1982–1983 гг. произошли течи в районе сварных швов на теплообменных трубах в промпароперегревателях, что привело к значительным затратам на замену модулей.

Парогенераторы со спиральными теплообменными трубами использованы во многих проектах АЭС с РБН. Парогенераторы такого типа компактны, имеют малую металлоемкость, сокращается количество регулирующей и запорной арматуры. Змеевиковые трубы хорошо компенсируют разность температурных расширений элементов ПГ, интенсифицируют теплообмен как по межтрубному, так и по внутритрубному пространству. Однако контроль герметичности змеевиковых ПГ бухтовых конструкций значительно усложняется.

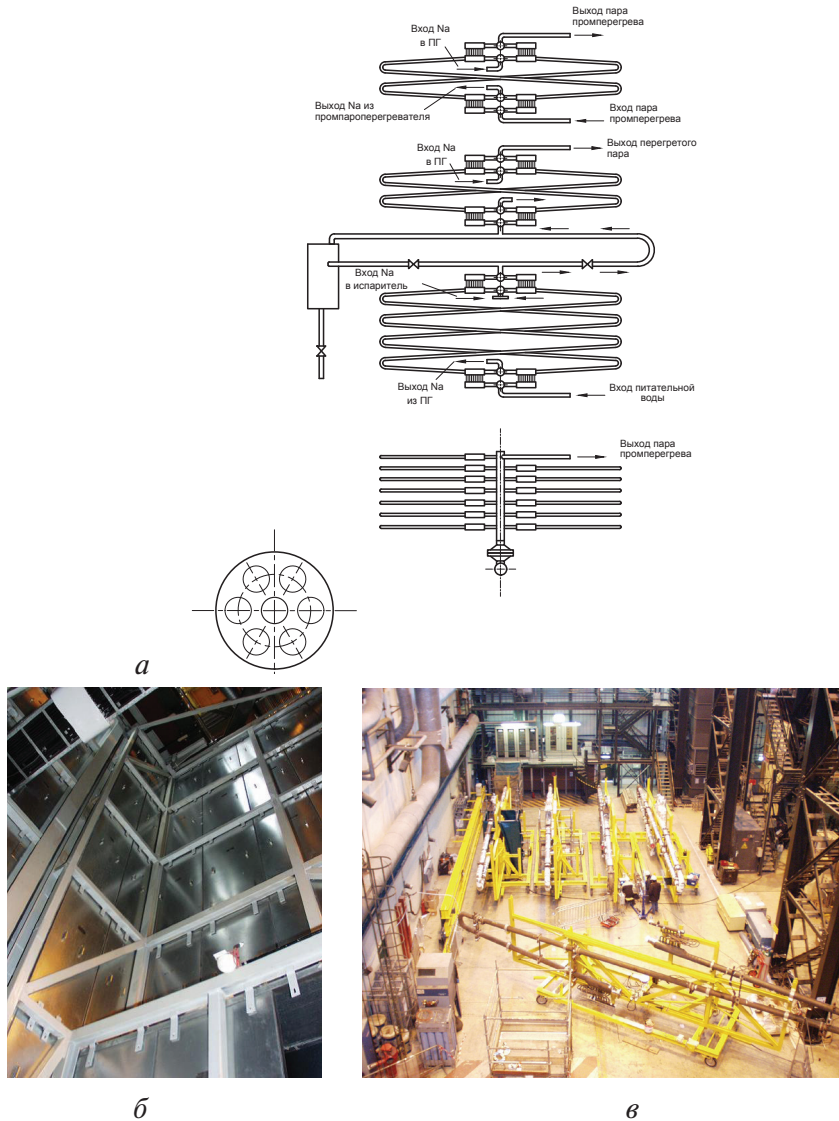


Рис. 2.10. Парогенератор АЭС «Феникс»:

а — схема подключения к теплоносителю и рабочему телу секций ПГ;
б — защитные ширмы; *в* — модули в реакторном зале

Наиболее крупный бухтовый змеевиковый ПГ (рис. 2.11) эксплуатировался на АЭС «Суперфеникс»¹ (Франция). На центральную тру-

¹ Реактор «Суперфеникс» не эксплуатируется с декабря 1996 г. из-за различных поломок. В феврале 1997 г. была отозвана лицензия на его эксплуатацию, и в декабре 1998 г. правительством Франции был принят указ о начале снятия энергоблока с эксплуатации.

бу навиты 17 слоев из 357 теплообменных трубок из сплава инкаллой-800 (рис. 2.12). Натрий II контура обтекает поперечно трубный пучок и выходит из ПГ в нижней части через центральную трубу. Высота корпуса 22,44 м, диаметр 2,878 м. Активная длина теплообменных труб 91 м. Трубы сварены в плетъ из заготовок длиной 25 м. Имеется несколько стыковых сварных соединений в местах вывода труб за пределы корпуса, связанных со сложной конфигурацией подвода труб к тепловым муфтам. За пределами корпуса теплообменные трубы объединены раздающими и собирающими камерами воды и пара. В верхней части корпуса имеются свободный уровень натрия и аргоновая подушка. Трубный пучок, включая узлы вывода труб, полностью погружен в натрий.

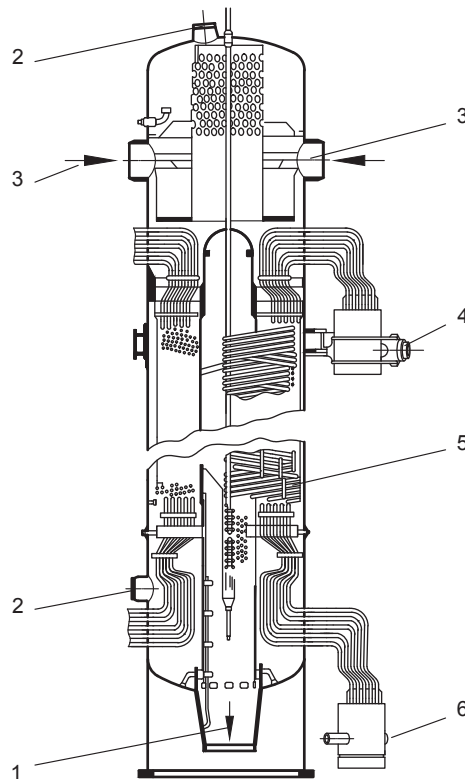


Рис. 2.11. Парогенератор АЭС «Суперфеникс»:

1 — выход натрия; 2 — люк; 3 — вход натрия; 4 — патрубок выхода пара;
5 — змеевики (теплообменные трубы); 6 — вход питательной воды

Один из наиболее крупных недостатков корпусных парогенераторов — возможность значительных повреждений трубного пучка при

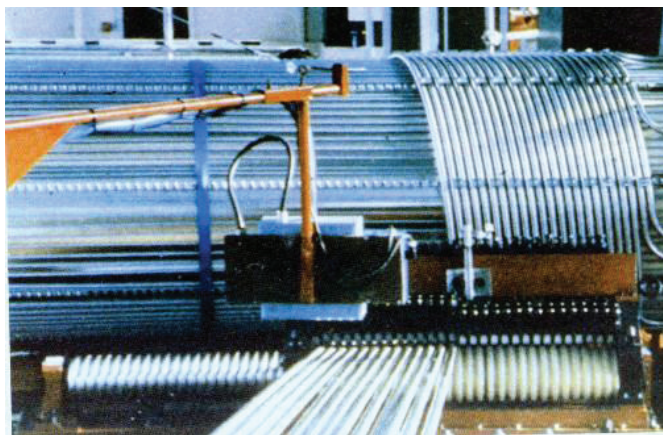


Рис. 2.12. Изготовление бухтового змеевика для ПГ АЭС «Суперфеникс»

течи воды в натрий. Именно с этим обстоятельством связан выбор высоконикелевого сплава для труб, обладающего повышенной стойкостью как к воздействию факела взаимодействия воды с натрием, так и к процессам саморазвития течи. Определенные надежды возлагаются на акустические системы

контроля протечек, которые, как полагают, обеспечат практически безынерционный контроль и позволят своевременно вывести парогенератор из работы при течи воды в натрий.

Известны и конструктивные методы улучшения характеристик безопасности и ремонтпригодности змеевиковых парогенераторов. Предложена конструкция модульного прямоточного парогенератора с теплообменной поверхностью, выполненной из змеевиков малого радиуса $D_{\text{гиб}} = (5 - 6) d_{\text{тр}}$. По сравнению с бухтовой конструкцией модульные змеевиковые парогенераторы исключают массовое разрушение элементов ПГ и обеспечивают возможность ремонта.

По относительному расположению теплоносителей ПГ разделяют на прямые и обратные. В прямых ПГ натрий (среда низкого давления) протекает по межтрубному пространству, вода и пар (среда высокого давления) — в трубах. В обратных ПГ (ОПГ) натрий протекает в трубах, вода и пар — в межтрубном пространстве.

2.3.5. Отечественные конструкции парогенераторов

Основные конструктивные характеристики ПГ, используемых в составе российских РБН, представлены в табл. 2.1. В табл. 2.2 приведены основные теплотехнические параметры, реализованные на российских ПГ РБН.

Таблица 2.1
Конструктивные характеристики парогенераторов РБН и показатели эксплуатации¹

Параметр	Название установки									
	БР-5	БОР-60			БН-350			БН-600	БН-800	
Тип ПГ	Двух-стенные т/о трубки	Корпусной замесивый	Микро-модульный прямой (ПГ-1)	Модульный ПГ БН-600 (ПГ-2)	Микро-модульный обратный ОПГ-1	Модульный обратный ОПГ-2	ПГ с трубами Фильда	Микро-модульный ПГ «Надежность»	Секционно-модульный ПГН-200М	Секционно-модульный ПГН-272
Количество ПГ в РУ	1	1	1	1	1	1	6 (4)*	2	3	3
Количество секций в ПГ	1	1	8	1	8	1	2	64	8	10
Количество модулей в секции	2	2	3	2	3	1	2	2	3	2
Количество т/о трубок: испаритель осн./промпароперегреватель	61 61/—	60 90	19 19/—	349 239/—	19 19/—	246 246/—	816 805/—	19 19/—	349 239/235	349 239/—
Внешний диаметр, толщина т/о трубок, мм: испаритель, основной (промежуточный) пароперегреватель	Ø16×1,5 (Ø21×1,5) Ø16×1,5 (Ø21×1,5)	Ø16×2,5 Ø16×2,5 Ø16×2,5 (Ø21×1,5)	Ø22×2,5 Ø18×2,5 Ø16×2,5	Ø16×2,5 Ø16×2,5	Ø25×3,0 Ø25×3,5	Ø20×3,6 Ø20×3,6	Ø33×3 (Ø16×4) Ø16×2	Ø22×2,5 Ø18 ×2,5	Ø16×2,5 Ø16(25)×2,5	Ø16×2,5 Ø16×2,5

¹ Обзор парогенераторов, используемых в российских натриевых быстрых реакторах, и опыта их эксплуатации / В. М. Поплавский [и др.] // 2-е Координационное исследовательское совещание МАГАТЭ по Координированному исследовательскому проекту по теме «Анализ опыта эксплуатации оборудования и систем быстрых реакторов и уроки, извлеченные из этого опыта». Вена, Австрия, 20–23 мая 2008 г.

Окончание табл. 2.1

Параметр	Название установки							
	БР-5	БОР-60			БН-350		БН-600	БН-800
Тип ПГ	Двух-стенные т/о трубки	Корпусной емкостный	Микро-модульный прямой (ПГ-1)	Модульный ПГ БН-600 (ПГ-2)	Микро-модульный обратный ОПП-1	Модульный обратный ОПП-2	ПГ с трубами Филадельфия	Микро-модульный ПГ «Надежность»
Материал трубного пучка: испаритель пароперегреватель	1X18H9T 1X18H9T	10X2M 10X2M	10X2M 10X2M	10X2M X18H9	10X2M 10X2M	10X2M 10X2M	10X2M X18H9	10X2M 10X2M
Масса ПГ, т (т/МВт)	—	16 (0,51)	21 (0,7)	31 (1,2)	28,5 (1,0)	9,1 (0,345)	466 (0,95)/1120 (2,28)**	414 (0,59)/969 (1,38)**
Наработка ПГ, ч	4000	18000	32000	15160	144672	100494	140000—160000	74000—91000
Количество отказов	8***	—	—	1	—	—	12	2
							12	—

Примечания:

* В начале эксплуатации (после замены в двух петлях на ПГ «Надежность» чешского производства).

** С учетом буферной емкости, трубопроводов обвязки, включая опорные металлоконструкции.

*** Семь случаев течи ртути, находившейся внутри двойных т/о трубок, в ПГ контур вследствие хлорной коррозии аустенитной стали и одна течь ртути в сплав «натрий — калий» П контура (случаев взаимодействия воды с теплоносителем П контура не было).

Таблица 2.2

Теплотехнические параметры парогенераторов РБН

Параметр	Назначение установки									
	БР-5	БОР-60			БН-350		БН-600	БН-800		
Тип ПГ	Двух-стенные т/о трубки	Корпусной змеевиковый	Микро-модульный прямой (ПГ-1)	Модульный ПГ БН-600 (ПГ-2)	Микро-модульный обратный ОПП-1	Модульный обратный ОПП-2	ПГ с трубами Филда	Микро-модульный ПГ «Надежность»	Секционно-модульный ПГН-200М	Секционно-модульный ПГН-272
		Натрий Вода-пар	Натрий Вода-пар	Натрий Вода-пар	Вода-пар Натрий	Вода-пар Натрий	Вода-пар Натрий	Натрий Вода-пар	Натрий Вода-пар	Натрий Вода-пар
		20 (31)	24 (30)	20 (25)	28	26,3	200/160**	200/160**	490	700
Тепловая мощность ПГ*, МВт	450 380	430 (485)	465 (455)	450 (470)	480	480	450/417	453/417	518	505
		295 (295)	280 (290)	300 (300)	280	283	265/260	273/260	328	309
Температура питательной воды, °С		190 (210)	200 (210)	200 (195)	210	210	158	158	241	210
Температура острого пара, °С	430	430 (465)	450 (445)	450 (470)	475	460	435/415	435/415	507	490
Давление пара, МПа	1,6	9,0 (9,0)	8,0 (8,0)	9,0 (8,6)	9,0	9,0	4,9	4,9	14,0	13,7

Окончание табл. 2.2

Параметр	Название установки									
	БР-5	БОР-60				БН-350		БН-600	БН-800	
Тип ПГ	Двух-стенные т/о трубки	Корпусной змеевиковый	Микро-модульный прямой (ПГ-1)	Модуль-ный ПГ БН-600 (ПГ-2)	Микро-модуль-ный об-ратный ОПГ-1	Модуль-ный об-ратный ОПГ-2	ПГ с труб-ками Фильда	Микро-модуль-ный ПГ «Надеж-ность»	Секци-онно-мо-дульный ПГН-200М	Секци-онно-мо-дульный ПГН-272
Паропроизводи-тельность, т/ч	—	30 (45)	35 (44)	30 (36)	42	39	276	276	660	1050
Расход теплоноси-теля, т/ч	110	410 (530)	360 (485)	400 (415)	400	430	2750	3154/2750	7300	10000

Примечания:

* Параметры приведены для основного режима эксплуатации (в скобках приведены значения для режима максимальной мощности).

** В числителе приведены проектные параметры, в знаменателе — достигнутые.

В начальной конфигурации первого российского быстрого реактора с нагреваемым теплоносителем БР-5 в одной из двух петель II контура отвод тепла осуществлялся через ПГ. Его теплообменная поверхность была скомпонована в два вертикально установленных модуля П-образной формы (рис. 2.13), соединенных последовательно по напору и воде-пару.

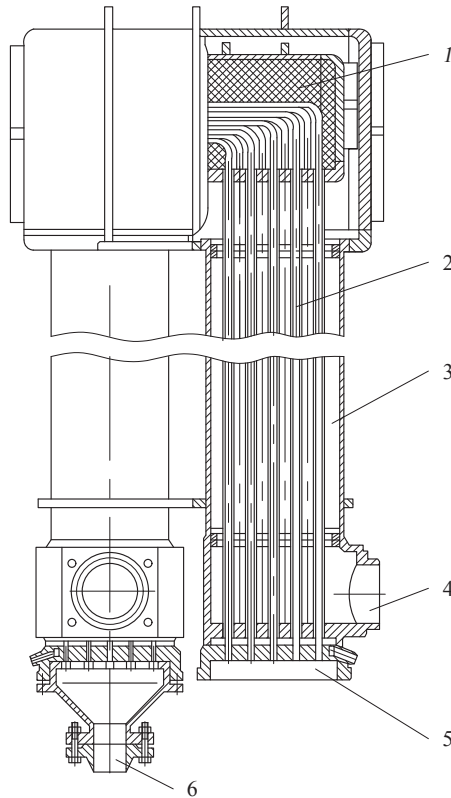


Рис. 2.13. Модуль ПГ БР-5:

- 1 — ртутная полость; 2 — водяные трубки; 3 — полость сплава;
 4 — вход сплава «натрий — калий»; 5 — выход пароводяной смеси;
 6 — вход воды; 7 — выход сплава «натрий — калий»

В связи с отсутствием опыта по ПГ РБН в качестве теплообменных трубок были использованы двойные коаксиальные трубки, кольцевой зазор между которыми был заполнен ртутью, инертной по отношению к жидкому металлу и воде. В расположенный вертикально П-образный корпус вставлена 61 двойная трубка. Наружные прямые трубки $\varnothing 21 \times 1,5$ были завальцованы и заварены своими концами в верхнюю из двух нижних трубных досок и в плиту ртутной камеры, расположенную в верхней части корпуса. Внутренние П-образные трубки $\varnothing 16 \times 1,5$ были закреплены концами в нижних из двух нижних трубных досок. Кольцевой зазор шириной 1 мм и пространство между трубными досками заполнены ртутью. Давление этой полости меньше давления пара и больше давления сплава «натрий — калий». Изме-

ние давления в ртутной системе в ту или иную сторону сигнализирует о появлении протечки в наружной или внутренней трубках. Движение пара и воды осуществлялось по внутренним трубкам в противотоке с натрием — калием, текущим в межтрубном пространстве. Проектная схема с многократной принудительной циркуляцией по пароводяной стороне оказалась сложно реализуемой и была вскоре после начала эксплуатации заменена на прямоточную схему.

ПГ БР-5 проработал в режиме генерации пара около 4000 ч. За это время неоднократно наблюдались случаи растрескивания внутренних теплообменных трубок. Причиной была признана хлорная коррозия аустенитной стали, достаточно интенсивная при используемых параметрах пара. Дефекты устранялись глушением соответствующих трубок. Разуплотнение наружной трубки, явившееся следствием дефекта, допущенного при изготовлении ПГ, в месте заделки трубки в трубную доску привело к значительному загрязнению теплоносителя II контура ртутью. Этот дефект при данной конструкции ПГ устранить было невозможно. ПГ был демонтирован и заменен на воздушный теплообменник¹. Ни одной межконтурной течи, сопровождавшейся взаимодействием сплава «натрий — калий» с водой, за время эксплуатации данного ПГ не произошло. Недостатки двухстенных ПГ обусловили переход на одностенную концепцию ПГ, разрабатываемых для энергетических РБН.

Парогенераторы РУ БН-350. Следующей после БР-5 по срокам начала разработки (1960 г.) была реакторная установка БН-350 тепловой мощностью 1000 МВт. Парогенераторы РУ БН-350 впервые проектировались для промышленных условий эксплуатации на параметры, освоенные при эксплуатации реактора БР-5. Поэтому были приняты умеренные параметры производимого пара (5,0 МПа и 435 °С) и конструкция ПГ с естественной циркуляцией пароводяной среды в испарителях. С учетом выполненных экспериментальных работ передача тепла в ПГ от натрия, движущегося в межтрубном пространстве, к воде в трубах была принята через одну стенку. Материал теплообменных труб — сталь 10Х2М. В качестве теплообменных труб в испарителях применены трубы Фильда.

¹ Опыт, полученный в процессе эксплуатации реактора БР-10 / М. П. Никулин [и др.] // Техническое совещание МАГАТЭ по Координированному исследовательскому проекту «Анализ опыта эксплуатации оборудования и систем быстрых реакторов и уроки, извлеченные из этого опыта». Обнинск, Россия, 14–16 февраля 2005 г.

Парогенератор каждой из шести петель¹ АЭС с БН-350 состоит из двух секций испарителя, двух секций пароперегревателя и одной газовой емкости, соединенных трубопроводами обвязки (рис. 2.14). Секция испарителя (рис. 2.15, а) представляет собой вертикальный кожухотрубный теплообменный аппарат с 816 трубками Фильда, расположенными по треугольной решетке с шагом 44 мм и закрепленными в горизонтальной трубной доске, которая делит корпус испарителя на две части: верхнюю — пароводяную и нижнюю — натриевую. Котловая вода из водяного объема испарителя поступает во внутренний опускающийся канал трубки Фильда, движется вниз, попадает в кольцевой канал, где получает тепло от натрия, и частично испаряясь, движется вверх.

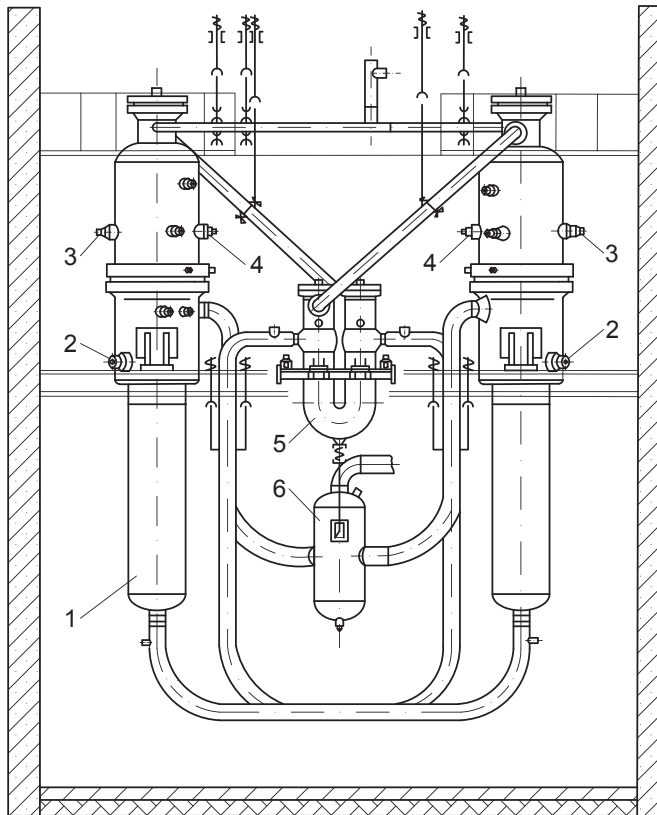


Рис. 2.14. Компоновка ПГ РУ БН-350:

- 1 — испаритель; 2 — выход теплоносителя; 3 — вход питательной воды;
4 — аварийный сброс; 5 — пароперегреватель; 6 — буферная емкость

¹ В РУ БН-350 использована петлевая компоновка с шестью независимыми петлями, каждая мощностью 200 МВт (тепл.): пять петель — в работе, одна — в ремонте или резерве.

Труба Фильда (рис. 2.15, б) состоит из наружной трубы $\varnothing 32 \times 2$ с заглушенным доньшком и внутренней опускной трубы $\varnothing 16 \times 1,4$, концентрично расположенной в наружной трубе. Дистанционирование опускной трубы производится платиками. Образующаяся пароводяная смесь поступает через пароотводящие стаканы в паровой объем испарителя, уровень воды в котором располагается на 150 мм ниже верхних концов этих стаканов. Уровень натрия в выходной камере находится ниже трубной доски и пересекает трубки Фильда. Разность температур натрия и пароводяной смеси в районе трубной доски не превышает $3-5^\circ\text{C}$.

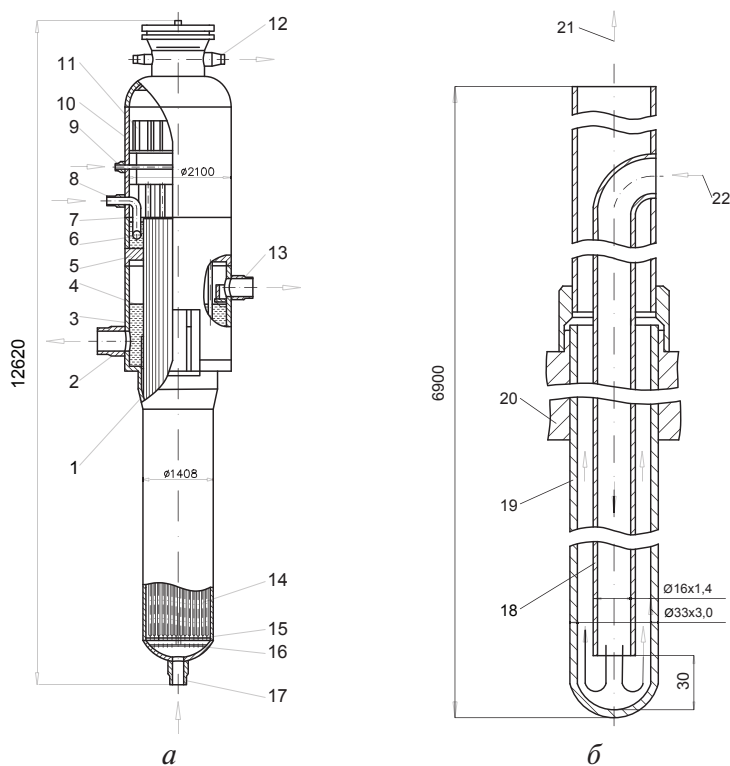


Рис. 2.15. Испаритель (а) и труба Фильда (б) парогенератора БН-350:

- 1 — корпус испарителя; 2 — патрубок выхода теплоносителя; 3 — нижняя натриевая часть; 4 — рабочий уровень теплоносителя; 5 — трубная доска; 6 — коллектор подвода питательной воды; 7 — рабочий уровень воды; 8 — патрубок входа питательной воды; 9 — подача воды на дырчатый лист; 10 — верхняя пароводяная часть; 11 — сепарационные устройства; 12 — патрубок выхода пара; 13 — патрубок сброса продуктов взаимодействия; 14 — теплопередающая поверхность; 15, 16 — выравнивающие решетки; 17 — патрубок подвода теплоносителя; 18 — внутренняя труба; 19 — наружная труба; 20 — трубная доска; 21 — выход пара; 22 — вход питательной воды

В пароводяной части испарителя расположены коллектор подвода питательной воды, коллектор продувки, струегасительный лист с опускными трубами, сепарационные устройства и труба аварийного удаления воды из испарителя в случае течи воды в натрий. Теплопередающая поверхность размещена в натриевой полости.

Натрий поступает в испаритель через нижнюю, входную камеру, проходит через две выравнивающих решетки, затем движется вдоль теплообменных труб и отводится к ПТО из верхней, выходной камеры. В верхней части натриевой полости имеется газовый объем, и трубный пучок проходит через границу раздела газ — натрий.

Пароперегреватель парогенератора представляет собой вертикальный U-образный теплообменный аппарат. Теплообменная поверхность его набрана из 806 U-образных труб $\varnothing 16 \times 2$. Максимальная длина труб 8 м. Концы труб заделаны в трубные доски с разбивкой отверстий по треугольнику с шагом 23 мм.

16 июля 1973 г. реактор был выведен на мощность. Однако уже в сентябре 1973 г. начались выходы из строя ПГ, не позволявшие длительное время, до 1975 г., выйти на мощность выше 30 %¹.

В течение первых двух лет (1973—1975 гг.) произошло восемь течей, в том числе три «больших»². В одном из случаев во II контур попало ~800 кг воды. Практически все течи возникали на нижней кромке сварного шва, соединявшего штампованное доньшко трубки Фильда с самой трубкой. Эти течи приводили к долговременному ремонту ПГ и соответствующему ограничению мощности РУ. Однако ремонт, выполняемый методом глушения дефектных трубок, не приводил к положительным результатам — при последующем пуске ПГ течи возникали в других трубках. Результатом течей было ограничение максимальной мощности ПГ, и соответственно, РУ.

Как показали исследования теплопередающих трубок и анализ случаев разгерметизации ПГ в различных эксплуатационных режимах, причина течей заключалась в низком качестве трубок Фильда, обусловленном нарушениями технологии их изготовления. Как было от-

¹ Троянов М. Ф. Развитие научно-технических основ энергетических быстрых реакторов // Из истории работ ФЭИ по созданию быстрых реакторов. Обнинск : ГНЦ РФ ФЭИ, 2011. С. 105—120.

² Межконтурные течи в ПГ подразделяются на «малые» и «большие» течи. «Малые» течи (менее 0,2 г/с), в отличие от «больших» течей (более 0,2 г/с), не сопровождаются изменением основных параметров II контура (давление натрия и газа в буферной емкости, расход теплоносителя в контуре).

мечено выше, почти все течи возникали в районе ниже сварного шва доньшка и наружной трубки Фильда. При тщательном металлографическом анализе были обнаружены микротрещины, первопричиной которых являлась механическая деформация при холодной штамповке доньшек¹.

В 1974–1975 гг. был выполнен капитальный ремонт пяти ПГ с полной заменой трубных пучков испарителей. Трубки Фильда $\varnothing 32 \times 2$ мм со штампованными доньшками были заменены на трубки Фильда $\varnothing 33 \times 3$ мм с точеными доньшками. Это не исключило полностью случаи течи, хотя число их резко сократилось. К моменту начала вывода установки из эксплуатации наработка испарителей составляла 140000–160000 ч. Один из первоначальных ПГ проработал без течей более 56000 ч. Этот факт свидетельствует о крайней важности качественного изготовления ПГ. Всего на ПГ с трубками Фильда за весь период эксплуатации произошло 12 течей.

В 1975 г., после окончания ремонта ПГ и ввода их в эксплуатацию, мощность реактора была повышена сначала до 52 %, а затем до 65 %.

Впоследствии на двух петлях II контура вместо штатных ПГ с трубками Фильда были установлены и введены в эксплуатацию в 1980 и 1982 гг. микромодульные парогенераторы «Надежность» чешского производства, разработанные на основе проекта микромодульного прямого ПГ с учетом опыта его испытаний на БОР-60.

ПГ «Надежность» состоит из 64 теплообменных секций, каждая из которых содержит по одному U-образному микромодулю испарителя и пароперегревателя, натриевой буферной емкости, подводящих и отводящих коллекторов по натрию и воде-пару, парового барабана, трубопроводов обвязки по II и III контурам, короба с теплоизоляцией и опорных конструкций. Секции с теплообменными модулями, расположенные в вертикальной плоскости и подсоединенные параллельно друг другу к горизонтально расположенным подводящим и отводящим коллекторам по натрию и воде-пару, вместе с соединительными трубопроводами располагаются в теплоизолированном коробе ПГ, снабженном электронагревателями (рис. 2.16); буферная емкость и паровой барабан располагаются над коробом ПГ. В ПГ «Надежность» отсутствует возможность отсечения отдельной секции от остальных секций ПГ.

¹ Опыт эксплуатации парогенераторов БН-350 / О. Н. Антуфьев [и др.] // Сборник докладов семинара стран — членов СЭВ «Опыт разработки и эксплуатации парогенераторов быстрых реакторов (18–21 мая 1982 г.)». Димитровград, 1982. С. 82–96.

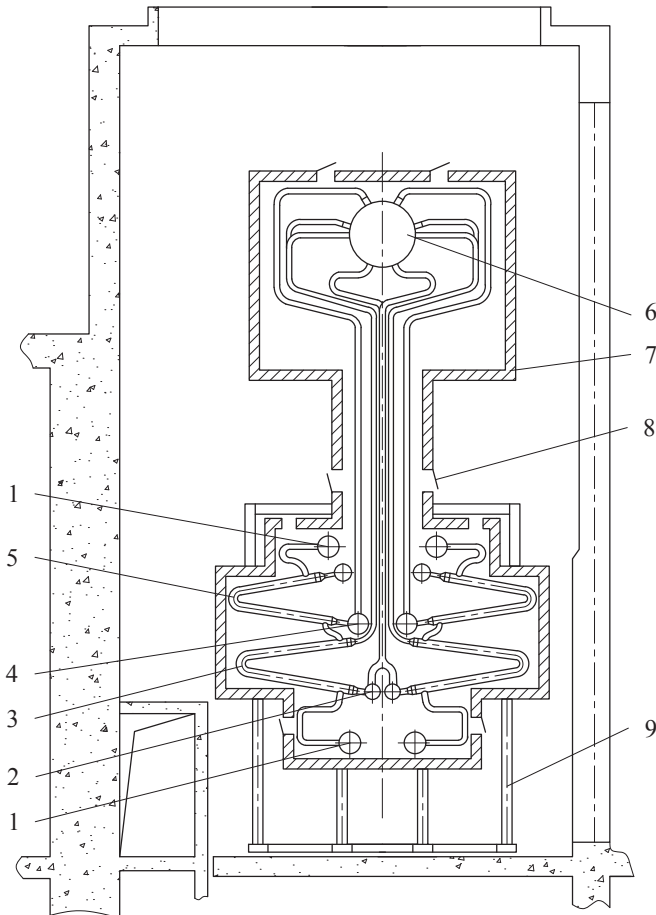


Рис. 2.16. ПГ «Надежность» БН-350:

1 — натриевый коллектор; 2 — водяной коллектор; 3 — испарительный микромодуль; 4 — паровой коллектор; 5 — пароперегревательный микромодуль; 6 — паровой барабан; 7 — теплоизолированный короб; 8 — воздушные клапаны; 9 — опорные конструкции

Натрий поступает в два верхних подводящих коллектора, распределяется по 64 секциям. Двигаясь сверху вниз, натрий проходит последовательно пароперегревательный и испарительный модули, собирается в два отводящих коллектора в нижней части ПГ и подается вверх, в буферную емкость. В ПГ «Надежность» используется схема с естественной циркуляцией пароводяной среды через испарители. Питательная вода из парового барабана по опускным трубкам поступает в два коллектора питательной воды в нижней части ПГ, распре-

деляется на испарительные модули. Пройдя испарительные модули, пароводяная смесь по подъемным трубам поднимается в паровой барабан, где происходит отделение насыщенного пара от воды и подача его в коллекторы насыщенного пара и затем в нижнюю часть пароперегревательных модулей. После пароперегревательных модулей пар поступает в коллекторы острого пара.

Одной из отличительных особенностей теплообменных модулей является наличие на концах двойных трубных досок, повышающих надежность ПГ. Дистанционирование теплообменных трубок внутри модулей обеспечивается специальными решетками.

За весь период эксплуатации на них произошло по одной течи, которые произошли в январе 1989 г. в испарительных модулях и были обусловлены отклонениями в качестве подготовки питательной воды. На момент течи ПГ отработали более 63500 и 45500 ч. В одном случае в результате реакции «вода — натрий» произошло повреждение внешней стенки корпуса испарителя и вылив ~1 т натрия в короб ПГ¹. Оба ПГ были отремонтированы и введены снова в эксплуатацию в 1993 г. Полученный опыт позволил сформулировать требования к конструкции ПГ, системам контроля и защиты, включая вопросы быстрого действия и резервирования, усовершенствовать алгоритмы работы защиты, способы обнаружения дефектной трубки при остановке после малой течи, когда дефект закрывается, технологию ремонта и контроля герметичности после него, очистки контура от загрязнений теплоносителя.

Накопленный опыт разработки и испытаний ПГ, в том числе полученный на БН-350, позволил сформировать секционном-модульную концепцию ПГ РБН, которая предусматривает конфигурацию ПГ из оперативно отсекаемых и легко заменяемых модулей с прямыми теплообменными трубами. Такой подход и лег в основу конструкции ПГ БН-600 и БН-800. В проекте ПГ РУ БН-600 было также предусмотрено использование усовершенствованных систем и устройств защиты, значительно лучшее оснащение системами контроля герметичности теплообменной поверхности, принципиально другие решения по обвязке ПГ, по действиям в случае течи.

В настоящее время реакторная установка БН-350 находится в стадии вывода из эксплуатации.

¹ Троянов М. Ф., Ринейский А. А. Состояние работ по быстрым реакторам в Российской Федерации // 25-е Ежегодное совещание Международной рабочей группы МАГАТЭ по быстрым реакторам. Вена, 27–30 апреля 1992 г.

Парогенераторы реакторной установки БОР-60. Решение о создании реактора БОР-60 было принято в конце 1963 г. Одной из задач РУ БОР-60 являлось испытание крупномасштабных моделей ПГ тепловой мощностью до 35 МВт, в частности РУ БН-600. В схеме БОР-60 было предусмотрено две теплоотводящие петли. Предполагалось, что на них будут испытываться ПГ разной конструкции. Одновременно могли испытываться один или два ПГ. В первом случае теплоотвод в одной из петель осуществляется с помощью воздушного теплообменника. За весь период эксплуатации БОР-60 на нем прошли испытания пять типов ПГ:

- ◇ корпусной змеевиковый ПГ (первоначальный вариант ПГ БН-600);
- ◇ микромодульный прямой ПГ-1 чешской конструкции, аналогичный конструкции ПГ «Надежность» РУ БН-350;
- ◇ парогенератор ПГ-2, являющийся практически полномасштабной моделью секции секционно-модульного ПГН-200М (окончательный вариант ПГ БН-600);
- ◇ микромодульный обратный парогенератор ОПГ-1 чешской конструкции;
- ◇ модульный обратный парогенератор ОПГ-2 чешской конструкции.

Параметры пароводяного контура АЭС БН-600 по результатам экономических оценок были выбраны близкими к параметрам современных ТЭС. Была принята и схема с натриевым перегревом пара промежуточного давления.

Температура перегретого пара основного и промежуточного перегрева 505 °С, давление пара на выходе ПГ около 14 МПа, промперегрева — 2,5 МПа, температура питательной воды 240 °С, температура натрия на входе ПГ 518 °С, на выходе — 323 °С. Ни один из ранее выполненных проектов ПГ в СССР и за рубежом не подходил для БН-600 как по параметрам, так и по конструкции. В проектах крупных РУ с РБН, разрабатываемых в СССР и за рубежом в конце 1960-х гг., предпочтение отдавалось парогенераторам корпусного типа, высокой единичной мощности по аналогии с ПГ АЭС с ВВЭР (PWR). Для АЭС БН-600 был разработан проект ПГ, рассчитанного на электрическую мощность 200 МВт (одна петля РУ БН-600). ПГ получил наименование ПГН-200 и в первом варианте состоял из одного корпуса, в котором располагались трубные пучки испарителя, перегревателя и промежуточного перегревателя. ПГ имел массу более 400 т.

Второй вариант ПГН-200 состоял из двух корпусов — испарителя и перегревателя (рис. 2.17). Для испытания в петле реактора БОР-60 была изготовлена модель этого парогенератора тепловой мощностью 30 МВт, также состоящая из двух корпусов — испарителя и пароперегревателя с S-образными теплообменными трубами $\varnothing 16 \times 2,5$ из стали 1Х2М. Испаритель имел 60 теплообменных труб длиной 17 м, перегреватель — 90 труб длиной 14 м.

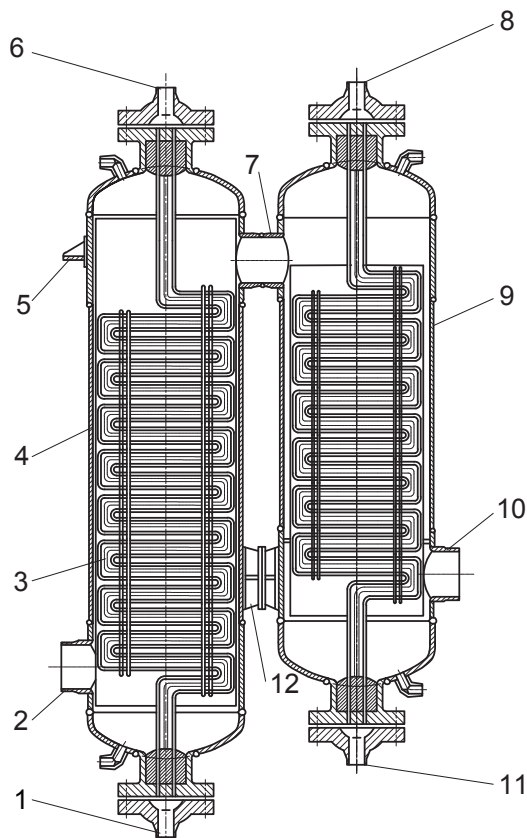


Рис. 2.17. Корпусной ПГ БОР-60:

- 1 — патрубок входа питательной воды; 2 — патрубок выхода натрия;
 3 — теплообменные трубы; 4 — испаритель; 5 — опора; 6 — патрубок выхода пара;
 7 — переливной патрубок; 8 — патрубок входа пара; 9 — пароперегреватель;
 10 — патрубок входа натрия; 11 — патрубок выхода перегретого пара

Испытания этой модели проводились в 1971–1975 гг. и позволили получить определенный опыт работы с натриевым теплоносителем. Параллельно в ОКБ «Гидропресс» проводили испытания моде-

ли ПГ с S-образными теплообменными трубами, на которой возникла межконтурная течь. Исследования теплообменных труб модели выявили серьезный недостаток этой конструкции — эрозионный износ в районе гибов труб.

В результате испытаний определился концептуальный подход к конструкции повышенной надежности — ПГ должен состоять из легко заменяемых модулей с прямыми теплообменными трубами. Эта концепция легла в основу конструкции ПГ РУ БН-600 и БН-800. Одним из преимуществ секционно-модульной концепции ПГ с натриевым теплоносителем является возможность проведения полномасштабных испытаний отдельного оборудования — составных частей ПГ.

На базе проекта секционно-модульного ПГ для РУ БН-600 была разработана модель «ПГ-2» с прямыми теплообменными трубками тепловой мощностью 25 МВт. В модели с учетом возможностей тепловой схемы третьего контура РУ БОР-60 отсутствовал модуль промежуточного пароперегревателя. В остальном модули испарителя и основного пароперегревателя «ПГ-2», за исключением длины теплообменных труб, полностью соответствовали модулям ПГ РУ БН-600 как по диаметрам и количеству труб, так и по конструкционным материалам.

Результаты исследований работы «ПГ-2» в 1978–1981 гг. были использованы при проведении пуско-наладочных работ на ПГ РУ БН-600.

Для дальнейших исследований и замены ПГ-2 была разработана документация и начато изготовление секции опытного парогенератора «ПГ-3» из микромодулей типа «труба в трубе» для РУ с реактором БН-1600¹ (рис. 2.18). Считалось, что применение таких ПГ позволило бы отказаться от применения в составе РУ теплообменников аварийного расхолаживания натрия — воздух.

В связи с прекращением финансирования работы по ПГ для РУ БН-1600 были прекращены.

Успехи, достигнутые в технологии поддержания необходимой чистоты натрия, позволили снять опасение массового забивания трубок оксидами при движении натрия внутри труб и обратиться к так называемому обратному ПГ, в котором натрий течет внутри труб, а вода — в межтрубном пространстве. Парогенераторы обратного типа конструкции специалистов ЧССР (рис. 2.19), разработанные при участии советских специалистов, были установлены на БОР-60 после демонтажа ПГ-2.

¹ Парогенераторы для АЭС с реакторами на быстрых нейтронах / В. В. Денисов [и др.] // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Обеспечение безопасности АЭС. Вып. 11. Подольск, 2005. С. 47–66.

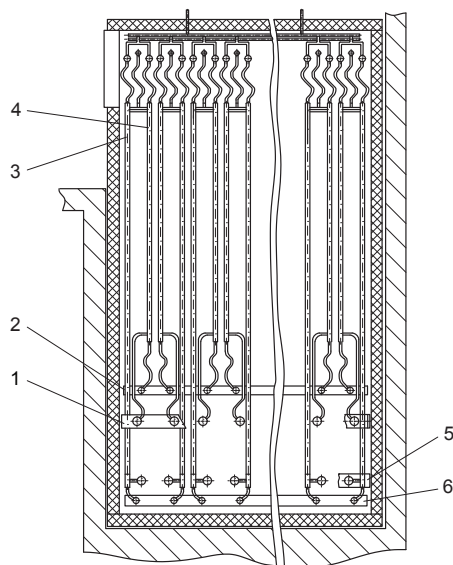


Рис. 2.18. Конструктивное исполнение секции ПГ-3:

- 1 — коллекторы подвода теплоносителя; 2 — коллектор острого пара;
3 — испаритель; 4 — пароперегреватель; 5 — коллекторы отвода теплоносителя;
6 — коллектор питательной воды

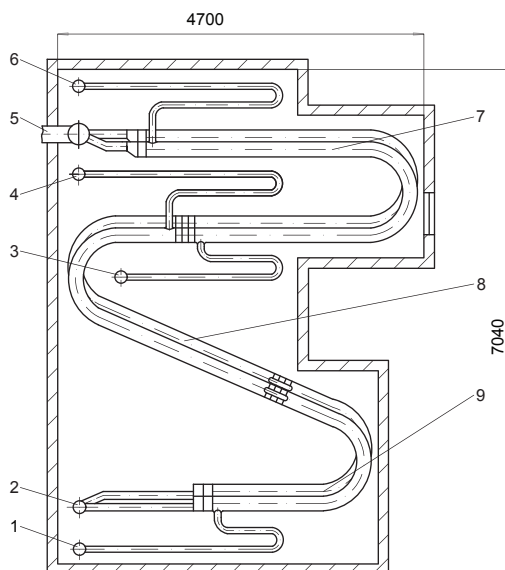


Рис. 2.19. Парогенератор ОПГ-1:

- 1 — вход питательной воды; 2 — выход теплоносителя; 3 — вход пара;
4 — выход пара; 5 — вход теплоносителя; 6 — выход пара; 7 — модули пароперегревателя; 8 — модули испарителя; 9 — модули экономайзера

Преимуществом «обратного» ПГ является предполагаемое отсутствие влияния реакции взаимодействия или ее значительное ослабление (при разгерметизации трубы в пределах активной длины теплообмена) на соседние трубы, так как вода будет проникать внутрь трубы и выталкивать натрий. Эффект взаимодействия воды с натрием должен быть слабым ввиду малой площади контакта (внутреннее сечение трубы). Существенным недостатком «обратного» ПГ является работа корпуса под давлением III контура, что увеличивает расход металла и усложняет решение задачи температурной компенсации корпуса и теплообменных труб.

Парогенераторы секционно-модульной конструкции. Наибольший интерес представляют конструкция и опыт эксплуатации парогенераторов ПГН-200М Белоярской АЭС, эксплуатируемых с 1980 г.

Параметры пароводяного контура АЭС с БН-600 по результатам экономических оценок выбраны близкими к параметрам современных тепловых электростанций. В состав энергоблока входят три ПГ, каждый из которых состоит из восьми секций. Каждая секция состоит из трех модулей: испарителя, основного и промежуточного пароперегревателей.

За время эксплуатации ПГ показал хорошие эксплуатационные качества, определяемые гибкостью тепловой схемы. Устойчивая работа ПГ обеспечивалась возможностью отключения дефектного модуля или секции на «ходу» при сохранении остальной части ПГ в работе, а также возможностью ремонта модулей на месте установки и простой их замены.

Для уникальной конструкции ПГ достигнуты коэффициент готовности, близкий к 100 %, и КИУМ блока ~86 % (2017 г.), что находится на уровне показателей лучших серийных блоков АЭС с ВВЭР.

На базе конструкции ПГ БН-600 разработан проект ПГ (Н-272) для БН-800, в котором учтен опыт пуска и эксплуатации ПГ БН-600, в частности:

- ♦ В целях сокращения поверхности, разделяющей воду и натрий, и уменьшения количества швов приварки теплообменных труб к трубным доскам исключен натриевый перегрев пара промежуточного давления, и следовательно, модули-промперегреватели (30 штук).
- ♦ В качестве конструкционного материала модулей-перегревателей использована сталь 10Х2М вместо стали 09Х18Н9. Замена

вызвана тем, что по причине течи в ПГ БН-600 из строя был выведен только один модуль-испаритель (сталь 10Х2М), остальные течи были в пароперегревателях (сталь 09Х18Н9).

Все основные схемные и конструктивные решения были сохранены, как и в ПГ БН-600.

Каждый ПГ петли состоит из 10 секций. Каждая секция состоит из двух модулей: испарителя и пароперегревателя. При проектировании ПГН-272 в полной мере учтен опыт эксплуатации ПГН-200М энергоблока БН-600.

Непосредственно с ПГ связаны следующие системы:

- ◇ аварийной защиты ПГ (САЗ ПГ) по превышению давления по II и III контурам;
- ◇ диагностики межконтурных течей натрия — вода: контроль водорода в натрии (ИВА), шумовые индикаторы (ИШИТ), индукционные течеискатели (ИТИ), акустические течеискатели (АИТ), датчики содержания водорода в защитном газе буферной емкости (СОВА);
- ◇ электрообогрева;
- ◇ дренажей и сдувок по II контуру;
- ◇ подачи азота в полости модулей ПГ по III контуру;
- ◇ контроля теплотехнических параметров.

2.3.6. Парогенераторная установка ПГН-200М

Схема включения парогенератора

Включение ПГ по второму контуру. Каждая из трех петель второго контура энергоблока с реактором БН-600 состоит из парогенератора, включающего буферную емкость (бак буферный натриевый — ББН), главного циркуляционного насоса II контура (ГЦН-II) и трубопроводов (рис. 2.20). Кроме того, общим оборудованием для каждой из петель I и II контуров являются два промежуточных теплообменника (ПТО).

Циркуляционные трубопроводы предназначены для связи в единый циркуляционный тракт оборудования II контура каждой из трех петель установки, обеспечения раздельной для каждой петли циркуляции натрия с целью передачи теплоты с потоком «горячего» натрия от ПТО к воде-пару III контура в парогенераторах и возврата «холодного» натрия из парогенераторов в ПТО.

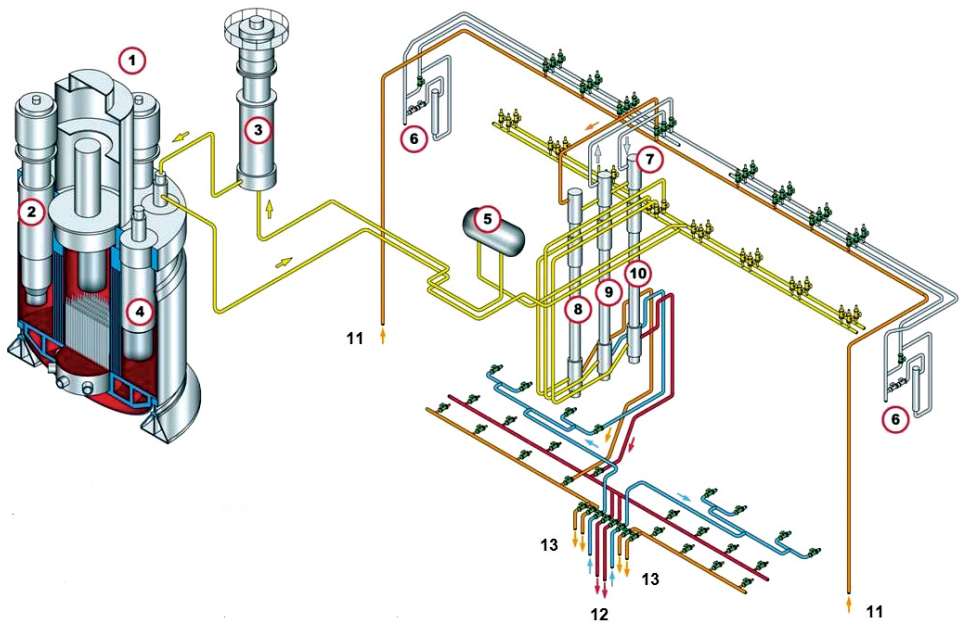


Рис. 2.20. Компоновка парогенератора ПГН-200М
в составе реакторной установки БН-600:

- 1 — реактор; 2 — ГЧН-I; 3 — ГЧН-II; 4 — промежуточный теплообменник;
5 — буферная емкость; 6 — растопочный сепаратор; 7 — модули парогенератора;
8 — промпароперегреватель; 9 — испаритель; 10 — основной пароперегреватель;
11 — пар после ЦВД; 12 — пар на ЦВД; 13 — пар на ЦСД

Трубопроводы спроектированы с учетом требований, обеспечивающих разогрев, пуск, надежную работу оборудования II контура во всех режимах эксплуатации установки, а также вывод оборудования из работы и дальнейшее поддержание его в разогретом состоянии при необходимой температуре, ремонт и замену. Трубопроводы рассчитаны на номинальный расход натрия по контуру 7300 т/ч, на нагрузки от давления до 1,3 МПа с учетом нагрузки от веса трубопроводов, заполненных натрием, с учетом веса электрообогрева и теплоизоляции, а также компенсационных усилий при максимальной температуре натрия 520 °С.

Трубопроводы II контура разделены оборудованием на участки:

- ◇ «горячий» трубопровод от ПТО до напорного коллектора ПГ; участки трубопроводов $\varnothing 630 \times 13$ мм на выходе из ПТО объединяются в один трубопровод $\varnothing 820 \times 13$ мм;

- ◇ «холодный» трубопровод от ПГ до ББН ($\varnothing 820 \times 13$ мм);
- ◇ трубопровод от ББН до ГЦН II контура ($\varnothing 820 \times 13$ мм);
- ◇ «холодный» трубопровод от ГЦН до ПТО ($\varnothing 820 \times 13$ мм) — на подводе к ПТО разделяется на два трубопровода $\varnothing 630 \times 13$ мм, подходящие к каждому из двух ПТО петли; часть этих трубопроводов, расположенных в подреакторном помещении, заключена в страховочный кожух.

Баки запаса натрия I (три штуки) и II (четыре штуки) контуров по конструкции идентичны и представляют собой цилиндрические сосуды с эллиптическими днищами. Баки установлены горизонтально с уклоном по оси обечайки 0,03.

Включение ПГ по третьему контуру. Каждая из трех петель третьего контура состоит из парогенератора, турбоустановки К-200-130, трубопроводов и оборудования вспомогательных систем.

Питательные узлы парогенераторов предназначены для подачи питательной воды от ПЭН (АПЭН) в ПГ и обеспечивают требуемый расход питательной воды в испарительные модули в режимах пуска, останова, отвода остаточного тепловыделения.

В соответствии с петлевой структурой III контура каждый из питательных узлов обеспечивает подачу питательной воды в соответствующий ПГ независимо от других.

Питательная вода от ПЭН через напорные трубопроводы поступает на питательный узел петли, где через механические фильтры и регулирующие клапаны раздается по половинам ПГ. К этим линиям параллельно подключаются трубопроводы подвода питательной воды к модулям ИМ.

Поступая в нижние (водяные) камеры ИМ, питательная вода проходит узел дроссельных шайб, установленных на входе в каждую трубку трубного пучка, и, двигаясь внутри труб снизу вверх, подогревается до насыщения, испаряется, и пар перегревается.

Из верхних камер ИМ пар отводится в сборный коллектор и по перепускным линиям (две на ПГ) направляется в раздающий коллектор, оттуда подводится к верхним камерам модулей ОП. На перепускных линиях вне бокса ПГ установлены запорные задвижки для отсечения пароперегревателей. После модулей ОП перегретый пар высокого давления направляется в сборный коллектор острого пара и далее — к турбине на ЦВД.

Одной из особенностей энергоблока БН-600 является то, что в его тепловой схеме промежуточный перегрев пара осуществляется натрием.

Пар промежуточного перегрева после ЦВД турбины подводится двумя нитками к раздающим коллекторам, подается в верхние камеры модулей ПП, проходит сверху вниз, поступает в сборный коллектор и направляется через стопорные и регулирующие клапаны к ЦСД турбины.

Конструкция и условия эксплуатации ПГН-200М

Парогенератор ПГН-200М предназначен для выработки перегретого пара высокого давления и перегрева промежуточного пара при эксплуатации в базовом режиме в составе АЭС с натриевым теплоносителем.

Основные характеристики парогенератора:

Тепловая мощность, МВт	490
Паропроизводительность, т/ч	660
Температура острого пара, °С	505
Давление острого пара, МПа	14 (13,5)
Расход пара промежуточного перегрева, т/ч	567
Температура пара на входе в промпароперегреватель, °С	300
Давление пара на входе в промпароперегреватель, МПа	2,8
Температура пара на выходе из промпароперегревателя, °С	505
Температура питательной воды, °С	241
Расход теплоносителя II контура, т/ч	7300
Температура теплоносителя II контура, °С: на входе в ПГ на выходе из ПГ	518 328
Давление в газовой полости ББН, избыточное, МПа	0,15
Общий вес парогенератора, т: в сухом состоянии в рабочем состоянии	775 914

Парогенератор «натрий — вода» ПГН-200М — прямоточный, секционный, модульный. Каждый ПГ состоит из восьми параллельно включенных по всем рабочим средам секций. Секция (рис. 2.21) состоит из нескольких функциональных агрегатов-модулей: испарителя, пароперегревателя, промпароперегревателя, трубопроводов обвязки секций по натрию, воде-пару высокого давления, пару промежуточного перегрева, вспомогательных систем заполнения, дренажа натрия, сдувки газа и др. с установленной на них на входе и выходе каждой секции отсечной (запорной) арматурой.

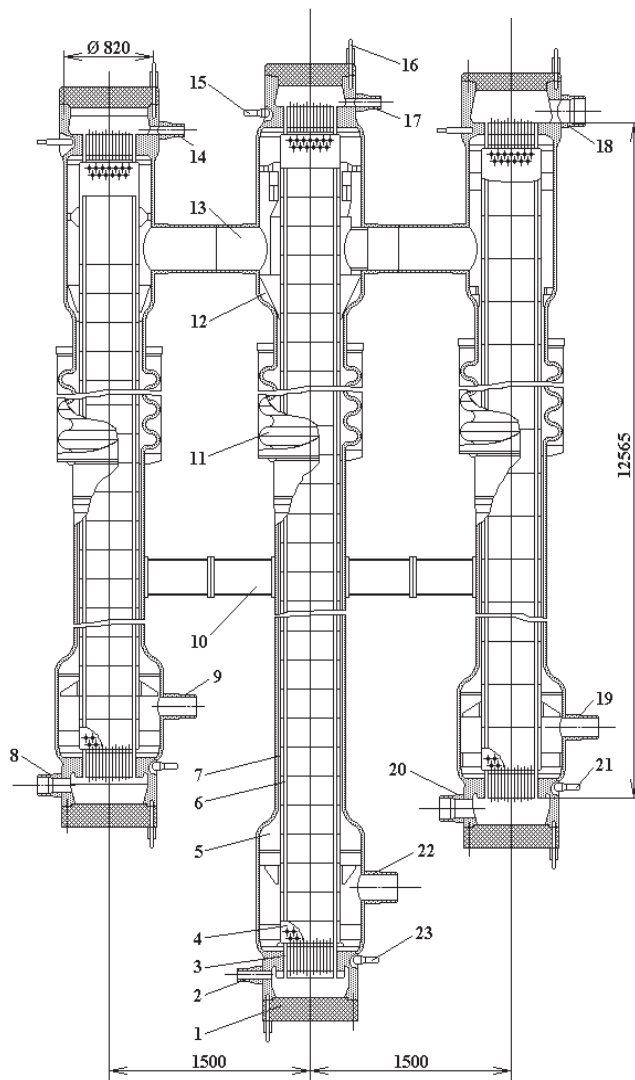


Рис. 2.21. Секция парогенератора ПГН-200М:

- 1 — уплотнительная крышка пароводяных камер; 2 — патрубок входа питательной воды; 3 — нижняя трубная доска; 4 — кожух; 5 — нижняя натриевая камера; 6 — теплообменные трубки; 7 — корпусная труба модуля; 8 — патрубок выхода перегретого пара; 9 — патрубок входа натрия; 10 — промежуточная опора; 11 — линзовый компенсатор; 12 — верхняя натриевая камера; 13 — переливной патрубок; 14 — патрубок входа слабоперегретого пара; 15 — штуцер сдувки газа; 16 — шпильки; 17 — патрубок выхода слабоперегретого пара испарительного модуля; 18 — патрубок входа пара после ЦВД турбины; 19 — патрубок входа натрия; 20 — патрубок выхода пара промперегрева; 21, 23 — дренажный штуцер; 22 — патрубок выхода «холодного» натрия

В состав каждого ПГ (рис. 2.22) входят вынесенный ББН (один на теплоотводящую петлю); растопочное оборудование (два комплекта на петлю), установленное в расщелке после испарителя и перед пароперегревателем; опорные металлоконструкции обслуживания, а также технологические системы (электрообогрева, сброса продуктов взаимодействия, быстрого обезвоживания, снижения давления в режиме полного обесточивания и др.), обеспечивающие эксплуатацию ПГ во всех режимах работы. Секции ПГ по компоновке разделяются на два типа, отличающиеся разворотом в плане патрубков подвода-отвода рабочих сред.

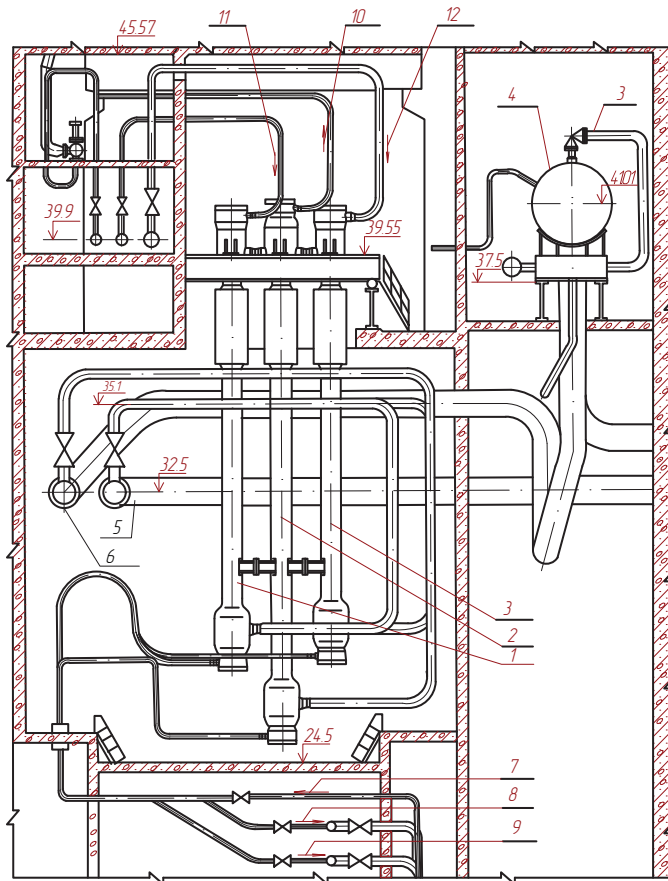


Рис. 2.22. Компоновка парогенератора в боксе:

1 — пароперегреватель; 2 — испаритель; 3 — промпароперегреватель; 4 — буферная емкость; 5 — подвод натрия; 6 — отвод натрия; 7 — подвод питательной воды; 8 — отвод пара промперегрева; 9 — отвод острого пара; 10 — отвод слабоперегретого пара; 11 — подвод пара к пароперегревателям; 12 — подвод пара промперегрева

Натрий на вход в ПГ поступает из раздающего коллектора, к которому параллельно подключаются модули ОП и ПП восьми параллельных секций ПГ.

Из коллектора натрий по трубопроводам подается в нижние натриевые камеры модулей пароперегревателей, входит в межтрубное пространство трубных пучков, и двигаясь снизу вверх, выходит в верхние натриевые камеры модулей и через переливные патрубки, которыми объединяются все три модуля секции, поступает в верхнюю камеру испарительного модуля, на вход в смеситель.



Рис. 2.23. Верхняя и нижняя части секции ПГ
(модули и трубопроводы закрыты теплоизоляцией)

Пройдя смеситель, потоки натрия объединяются и поступают в межтрубное пространство испарительного модуля. В испарительном модуле натрий, охлаждаясь, движется сверху вниз и выходит в нижнюю натриевую камеру, откуда отводится в сборный коллектор натрия. Из коллектора общим трубопроводом натрий направляется в ББН и из него отводится на всас ГЦН-II.

На натриевых трубопроводах обвязки секций вблизи раздающего и сборного коллекторов расположена запорная арматура секций по натрию, а на отводящих натриевых трубопроводах от ИМ — магнитные датчики расхода.

Бак буферный натриевый (ББН), входящий в состав ПГ, является элементом натриевого контура. ББН имеет свободный уровень натрия. Для предотвращения контакта натрия с воздухом газовая полость ББН заполнена аргоном. ББН предназначен для компенсации термического расширения натрия при его разогреве в режиме пуска петли, приема протечек из уплотнений насоса, а также для приема и первичной сепарации продуктов взаимодействия воды-пара с натрием при разуплотнении теплообменной поверхности в ПГ и последующего сброса этих продуктов в баки аварийного сброса при разрыве мембран от повышения давления защитного газа.

В ББН установлены датчики уровня натрия и давления в газовом объеме. ББН представляет собой цилиндрический горизонтальный сосуд с эллиптическими днищами, имеющий патрубки подвода натрия от ПГ, отвода натрия к ГЦН-II, подвода протечек от ГЦН-II, сброса продуктов взаимодействия, подвода газа при сдувке его из секции ПГ в режиме заполнения петли натрием, подвода-отвода инертного газа в ББН при заполнении контура и отбора газа для контроля содержания водорода, уровнемера со встроенным сухим каналом, импульсной линии контроля давления.

Внутрикорпусные устройства ББН состоят из коллектора и расположенного над ним перфорированного листа, обеспечивающих равномерный отвод натрия из ББН и предотвращающих образование воронок и захват газа в контур, и отбойных листов, предохраняющих патрубки сброса от прямого действия струи натрия из входного патрубка.

С внутренней стороны поверхность цилиндрической части корпуса, днищ и патрубков защищена тепловым экраном, предохраняющим эти элементы от тепловых ударов при резком изменении температур натрия.

Растопочное оборудование (сепаратор и мерительный сосуд) предназначено для обеспечения режимов пуска, расхолаживания и защиты пароперегревателя от попадания в него влаги.

Сепаратор представляет собой вертикальный сосуд с плоским днищем, в верхней части которого тангенциально расположен патрубок подвода пароводяной смеси. В нижней части сосуда установлена втулка со спиральными ребрами, на которых осуществляются дополнительная закрутка центрального потока пара и дополнительная сепарация влаги из него.

Сепараторы поставляются комплектно с мерительными сосудами, представляющими собой вертикальные цилиндрические сосуды с плоскими днищами, в верхнем днище которых установлен патрубок подвода пара, а в нижней части — патрубок линии связи с водяной полостью сепаратора.

На цилиндрической части корпуса мерительного сосуда установлены штуцеры уровнемеров и патрубок слива воды в стационарные расширители.

Материал растопочного оборудования — сталь 12Х1МФ.

Трубопроводы обвязки модулей ПГ по питательной воде и пару предназначены для подвода к модулям и отвода от модулей среды III контура (воды и пара) и представляют собой комплекс трубопроводов с запорной и предохранительной арматурой.

Трубопроводы оснащены устройствами для удаления воздуха при заполнении средой, а также дренажными устройствами для удаления рабочей среды и конденсата, образующегося в процессе разогрева или расхолаживания III контура. Конструкция и компоновка трубопроводов обеспечивают возможность проведения их осмотра, ремонта, гидравлических испытаний, контроля основного металла и сварных соединений неразрушающими методами. Все элементы трубопровода теплоизолированы. Компенсация тепловых расширений трубопроводов осуществляется за счет их самокомпенсации.

В соответствии с параметрами рабочей среды и водно-химическим режимом III контура трубопроводы обвязки по питательной воде выполнены из стали 15ГС, остальные трубопроводы — из стали 12Х1МФ.

Система контроля технологических параметров. Установленная на ПГ контрольно-измерительная аппаратура позволяет проводить оперативный контроль, запись, выдачу сигналов в схему регулирования и на блокировки, режимных параметров (температуры, давления, расхода, концентрации) как для всего ПГ, так и для отдельных его элементов (секции, модуля). Управление и контроль осуществляются дистанционно с блочного щита управления. Поддержание заданных выходных параметров пара производится за счет изменения мощности реактора, расходов натрия по I и II контурам, расхода питательной воды, установки регулятора давления пара.

Регулирование расхода питательной воды и давления пара в нормальных режимах эксплуатации — автоматическое, при срабатывании аварийной защиты — по специальным алгоритмам.

Эксплуатационные пределы и условия. Для нормальной эксплуатации энергоблока устанавливаются эксплуатационные пределы изменения параметров и характеристик состояния его систем, которые отражаются в технологическом регламенте.

При работе энергоблока на энергетическом уровне мощности на каждом ПГ должны находиться в работе все восемь секций. Допускается работа ПГ при отключении не более трех секций на каждом ПГ (не более двух на одной стороне). При эксплуатации ПГ с выведенными из работы отдельными секциями должны быть соблюдены следующие основные теплогидравлические параметры:

- ◇ температура натрия на входе в ПГ не более $518\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- ◇ перегрев пара после испарительных модулей в сборном коллекторе не менее $30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- ◇ расход натрия через секцию не более $120\% G_{\text{ном}}$;
- ◇ давление пара в коллекторе острого пара в пределах $11,8\text{--}12,8\text{ МПа}$;
- ◇ тепловая мощность секции не более $126\% N_{\text{ном}}$.

При работе ПГ в паровом режиме давление пара в сборном коллекторе испарительных модулей должно поддерживаться не ниже $3,9\text{ МПа}$, расход питательной воды на каждый ПГ не менее 5% номинального. При включенных в работу основных пароперегревательных модулях ПГ температура пара после испарительных модулей должна поддерживаться не ниже величины $t_s + 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, где t_s — температура насыщения. Допускается кратковременное (не более 15 мин) снижение температуры пара после испарительных модулей ПГ ниже величины $t_s + 20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Подача среды с температурой ниже t_s в основные пароперегревательные модули запрещается.

При эксплуатации температура питательной воды на входе в ПГ должна поддерживаться не ниже $158\text{ }^{\circ}\text{C}$. Допускается снижение температуры питательной воды до $145\text{ }^{\circ}\text{C}$ на время не более 1 ч при температуре закипания натрия II контура данной петли не выше $130\text{ }^{\circ}\text{C}$. Скорость изменения температуры питательной воды на входе в ПГ в режимах нормальной эксплуатации не должна превышать $30\text{ }^{\circ}\text{C/ч}$.

Температура натрия на выходе из каждой половины ПГ не должна превышать $380\text{ }^{\circ}\text{C}$, а разность температуры натрия на выходе из двух половин — $30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

При работе энергоблока на энергетическом уровне мощности основные технологические параметры ПГ по II и III контурам должны

поддерживаться в установленных эксплуатационных пределах. При подаче питательной воды в осушенный ПГ температура ее не должна отличаться от температуры омываемых водой поверхностей ПГ более чем на 80 °С. Качество питательной воды на входе в ПГ должно удовлетворять нормам, указанным ниже.

Во всех режимах ионообменные смолы и реагенты из системы водоподготовки не должны попадать в питательный тракт ПГ.

Нормируемые показатели питательной воды при работе ПГ в паровом режиме:

Общая жесткость, мкг-экв/кг, не более	0,2
Соединения натрия (в пересчете на Na), мкг/кг, не более	5,0
Соединения железа (в пересчете на Fe), мкг/кг, не более	10,0
Кремниевая кислота (в пересчете на SiO ₂), мкг/кг, не более	15,0
Соединения меди (в пересчете на Cu), мкг/кг, не более	5,0
Кислород (после деаэратора), мкг/кг, не более	10,0
Содержание хлоридов, мкг/кг, не более	3,0
Электропроводность Н-катионированной пробы при 25 °С, мкСм/см, не более	0,3
Величина рН при 25 °С	9,1±0,1
Соединения свободного гидразина (в пересчете на N ₂ H ₄), мкг/кг	20–60

Качество натрия должно удовлетворять требованиям ГОСТ 3273–75 с дополнительной очисткой до допустимого содержания примесей:

Кислород, % вес, не более	0,01
Углерод (общее содержание), % вес, не более	0,004
Водород, % вес, не более	0,0001
Хлор, % вес, не более	0,003
Азот, % вес, не более	0,002
Калий, % вес, не более	0,1
Кальций, % вес, не более	0,002
Железо, % вес, не более	0,005

В течение двух суток после подключения ПГ к турбине допускается превышение не более чем на 50 % норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, железа, меди. В первые сутки допускается повышение содержания соединений железа и кремниевой кислоты до 50 мкг/кг. При включении ПГ после ремонта указанное превышение норм допускается в течение четырех суток.

При достижении предельной загрязненности теплообменных труб модулей испарителя (350 г/м²) в зоне доупаривания или продолжи-

тельности эксплуатации ПГ между промывками 10000—14000 ч должна проводиться химическая промывка.

Аварийные режимы. С 1980 г. накоплен значительный опыт эксплуатации парогенератора ПГН-200М в различных режимах, включая режимы «малая течь» и «большая течь» воды (пара) в натрий; этот опыт подтвердил правильность основных принципов, концепций и технических решений, использованных при проектировании установки и парогенератора, показал их техническую надежность и безопасность (рис. 2.24).



Рис. 2.24. Микротечь натрия

Петлевой принцип схемного решения блока при трехконтурной схеме циркуляции теплоносителя и низкой активности натрия во II контуре ($3,7 \cdot 10^2$ Бк/л) позволяет ограничить радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду установленными пределами как при нарушении межконтурной плотности теплообменных трубок парогенератора, так и при утечках натрия циркуляционного контура парогенератора. Ситуации с утечками натрия из ПГ во внешнюю среду связаны в первую очередь с пожарной безопасностью блока.

Создание конструкции ПГ, которая бы полностью исключала возможность появления течи воды (пара) в натрий в процессе эксплуатации, практически невозможно, поэтому задача обеспечения безопасности установки сводилась к тому, чтобы исключить при любых возможных течах в ПГ распространение аварии на I радиоактивный контур.

Для обеспечения безопасных условий эксплуатации реакторной установки в режимах нормальной эксплуатации, с нарушением нормальных условий эксплуатации и в аварийных режимах эксплуатации парогенераторы оснащены системами аварийной защиты, включающими в себя три основные подсистемы.

Подсистема индикации течи и формирования аварийного сигнала состоит из приборов индикации течи по содержанию водорода в натрии (определение течи в конкретной секции) и газе (определение наличия течи в ПГ в целом без определения текущей секции), датчиков давления газа в газовой полости ББН и приборов передачи и обработки информации.

Подсистема аварийной защиты по натриевому контуру включает:

- ◇ Демпфирующий газовый объем (17 м^3) в ББН и два предохранительных мембранных устройства (избыточное давление самопроизвольного разрыва мембран составляет $0,25 \text{ МПа}$, исходный проект предусматривал установку на каждом ББН четырех МРУ, обеспечивающих принудительный подрыв мембран при $0,25 \text{ МПа}$ (избыточное) и самопроизвольный — при давлении около $0,7 \text{ МПа}$).
- ◇ Устройство сброса и сепарации продуктов взаимодействия натрия с водой, выполненное в виде двух сбросных трубопроводов (в исходном проекте — четырех) $D_y = 300 \text{ мм}$, коллектора $D_y = 600 \text{ мм}$, двух последовательно включенных баков аварийного сброса I и II ступени (БАС—I, БАС—II) объемом по 50 м^3 каждый и двух предохранительных клапанов (в первоначальном проекте четырех). В БАС—I осуществляется сепарация сбрасываемой среды от натрия и взвешенных продуктов его взаимодействия с водой (паром), после чего газообразные продукты поступают в БАС—II. При повышении давления в БАС—II до $0,15 \text{ МПа}$ происходит срабатывание предохранительного клапана, при последующем снижении давления до $0,03 \text{ МПа}$ клапан закрывается. Время срабатывания клапана составляет 5 с .
- ◇ Натриевую арматуру $D_y = 300$ для отключения аварийной секции.

Подсистема аварийной защиты по пароводяному контуру включает:

- ◇ устройство прекращения подачи питательной воды путем отключения питательного насоса;
- ◇ устройство сброса воды и пара в расширитель $1,3 \text{ МПа}$;
- ◇ устройство предотвращения попадания натрия в пароводяную полость, состоящее из схемы подключения полости III контура ПГ при сбросе из него воды и пара к растопочному расширителю;

- ◇ запорную арматуру для отключения аварийной секции (модуля) по пароводяному тракту;
- ◇ систему защиты от повышения давления в III контуре (предохранительные клапана);
- ◇ систему защиты от понижения температуры пара за испарителями.

По характеру последствий течи подразделяются на «малую» и «большую». Под «большой» понимают течь воды (пара) в натрий, которая вызывает нарушение гидравлического режима натриевого контура (изменение уровней, давлений, расходов). При этом выделяется большое количество продуктов взаимодействия натрия с водой (паром). Течь быстро прогрессирует, растут температура закипания примесями пробкового индикатора ($t_{\text{заб}}$) в натрии II контура и давление газа в ББН. В этом случае аварийная петля отключается автоматически при повышении избыточного давления газа в ББН до 0,25 МПа. Предусмотрено введение алгоритма отключения петли оператором с блочного щита управления ключом аварийного отключения петли (КАП) до достижения аварийной уставки.

При аварийном отключении петли отключается ГЦН-II, по блокировке открываются предохранительные клапаны на паровом коллекторе после испарителей (с последующей посадкой при снижении давления до 1,0 МПа). Прекращение подачи питательной воды осуществляется отключением работающего питательного насоса. Сброс давления в полостях III контура испарителей и основных пароперегревателей ПГ происходит за счет открытых предохранительных клапанов, в полостях промпароперегревателей — за счет разгрузки турбогенератора петли.

После прохождения алгоритма отключения петли давление в ББН снижают до 0,1–0,2 МПа, подают азот в испарительные модули по стороне III контура, дренируют натрий из аварийной секции или петли, проверяют проходимость дренажей ПГ продувкой аргоном после слива натрия из петли (или дренажей аварийной секции, если петля не опорожняется).

Для нормальной работы блока важны своевременное выявление начальной фазы развития течи (так называемой малой течи) и отключение дефектной секции. Под «малой» понимают течь воды (пара) в натрий, которая не вызывает нарушений гидравлических режимов натриевого контура. Прогрессирующее развитие «малой течи» в «большую» может происходить достаточно быстро, поэтому при появлении признаков «малой течи» необходимо без задержки отключить аварийную секцию ключом отключения секции (КОС).

Модули испарителя (см. рис. 2.21) имеют нижнюю камеру подвода питательной воды и верхнюю камеру выхода слабоперегретого пара, которые уплотняются плоскими крышками с помощью 24 шпилек с гайками М64. В верхней камере (рис. 2.25) внутрь каждой трубки введены тонкостенные вставки, осуществляющие тепловую защиту узла заделки труб в трубную доску при пульсациях температуры пара на выходе из модуля испарителя. В нижней камере внутри каждой трубки установлены дроссельные устройства, обеспечивающие устойчивую работу испарителя в парогенерирующем режиме.

На трубных досках со стороны натрия расположена тепловая защита. Корпус испарителя состоит из верхней и нижней натриевых камер, соединительных деталей под сварку с пароводяными камерами и с цилиндрической частью корпуса, линзового компенсатора.

На цилиндрической части верхней камеры корпуса расположены два патрубка перелива натрия из модулей пароперегревателей и верхние опоры, причем плоскость опор совпадает с горизонтальной осью патрубков (рис. 2.26). Внутри камеры установлен смеситель потоков натрия от пароперегревателей.

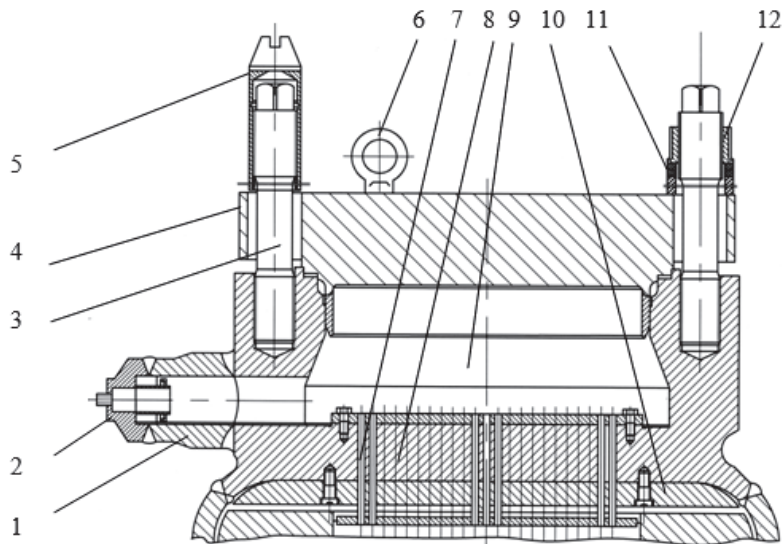


Рис. 2.25. Верхняя камера испарительного модуля:

- 1 — патрубок выхода слабоперегретого пара; 2 — заглушка; 3 — шпилька;
- 4 — крышка камеры модуля; 5 — защитный чехол; 6 — рым-болт;
- 7 — теплообменная труба; 8 — трубная доска; 9 — паровая камера модуля;
- 10 — тепловая защита трубной доски; 11 — шайбы; 12 — гайка

В верхней натриевой камере установлено кольцо, служащее опорой для выгородки трубного пучка, препятствующей свободному проходу натрия вне трубного пучка.

Линзовый компенсатор состоит из 16 штампованных полулинз (см. рис. 2.21). На наружной стороне компенсатора установлен съемный кожух, позволяющий оперативно производить осмотр состояния металла линз компенсатора. В полости между кожухом и линзами предусмотрено место для установки датчика протечки натрия.

На цилиндрической части корпуса модулей расположены опоры для соединения с промежуточными опорами модулей пароперегревателей, допускающие лишь вертикальное перемещение последних относительно модуля испарителя. На нижней части натриевой камеры расположен патрубок выхода натрия, а внутри ее установлено центрирующее опорное кольцо трубного пучка.

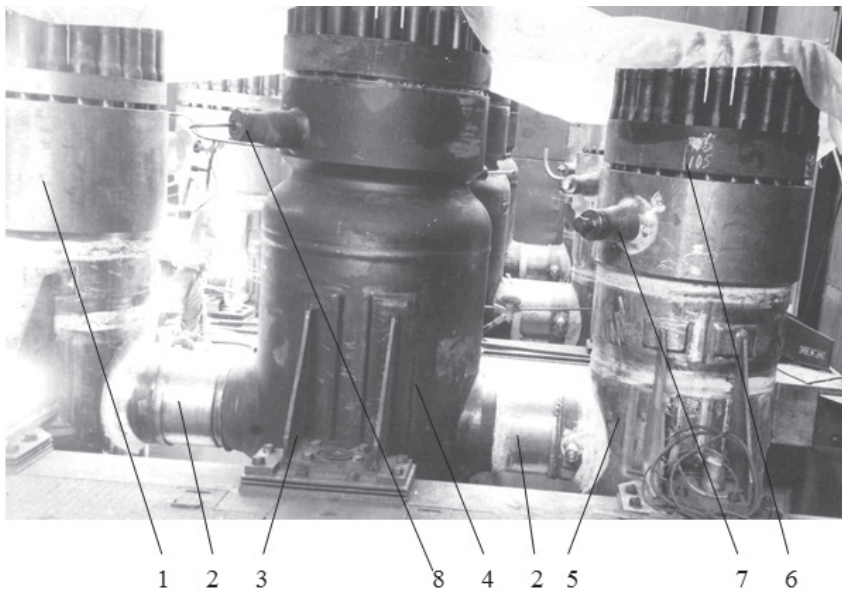


Рис. 2.26. Верхняя часть секции парогенератора ПГН-200М:

- 1 — модуль промежуточного пароперегревателя; 2 — переливной патрубок;
- 3 — опора; 4 — модуль испарителя; 5 — модуль основного пароперегревателя;
- 6 — уплотнительные крышки пароводяных камер; 7 — патрубок входа пара;
- 8 — патрубок выхода пара

Верхняя и нижняя натриевые камеры корпуса и патрубки подвода-отвода натрия оснащены тепловой защитой, предохраняющей несущую

щие элементы от тепловых ударов при изменениях температуры натрия в аварийных режимах.

Трубный пучок испарителя состоит из 349 бесстыковых труб $\varnothing 16 \times 2,5$, длиной 15,2 м с обогреваемой длиной 14,8 м (таблица 2.3). Конструктивное исполнение трубного пучка позволяет при изготовлении осуществить контроль качества сборки с целью исключения появления рисков и надиров на поверхности труб при их продвижении через дистанционирующие решетки, которые для снижения амплитуд вибрации имеют калиброванные отверстия $\varnothing 16,3$ мм для дистанционирования труб.

Таблица 2.3

Основные характеристики модулей парогенератора ПГН-200М

Наименование	Модуль парогенератора		
	ИМ	ОП	ПП
Материал теплообменных труб	1X2M (10X2M)	X18H9 (12X18H9)	X18H9 (12X18H9)
Диаметр и толщина стенки труб, мм	16×2,5	16×2,5	25×2,5
Обогреваемая длина труб, м	14,8	12,2	12,1
Число труб в модуле	349	239	235
Шаг труб в пучке по треугольной разбивке, мм	28	33	33
Сечение межтрубного пространства, м ²	0,187	0,197	0,125
Поверхность теплообмена по наружному диаметру, м ²	251	146	224
Мощность тепловая в номинальном режиме, МВт	41,6	10,5	9,1
Расчетное давление по пароводяному тракту, МПа	16,7	15,2	2,94
Расчетное давление по натриевому тракту, МПа	1,96	1,96	1,96
Сухая масса, т	20	19,5	18,8
Объем натрия, м ³	5,5	3,5	2,7
Объем воды, м ³			
в трубах	0,485	0,3	1,4
в камерах	0,179	0,2	0,3
Площадь проходного сечения трубок, м ²	0,0332	0,0227	0,0738

Трубки завальцованы в трубные доски на всю толщину и обварены по торцу (рис. 2.27). Глубина проплавления на менее 4 мм.

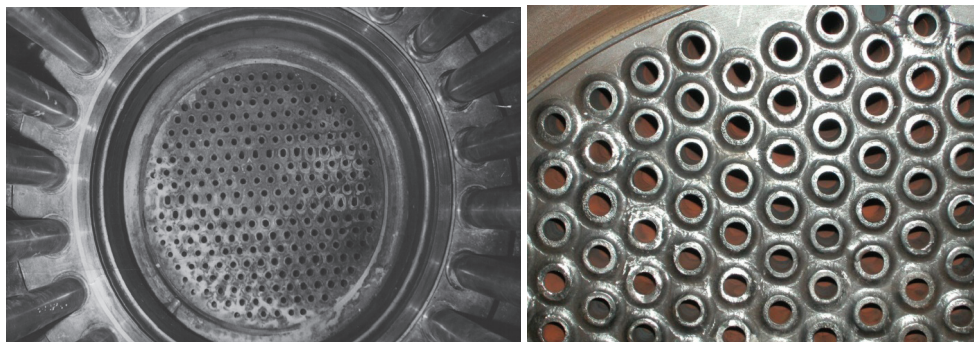


Рис. 2.27. Вид на трубную доску со стороны вскрытой верхней камеры модуля

Основные конструкционные материалы, применяемые для изготовления модулей ПГ, представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Конструкционные материалы элементов модулей испарителя, основного и промежуточного пароперегревателей

Наименование элемента модуля	Материал	
	Испаритель	ОП, ПП
Теплообменные трубы	10X2М-ВД	1X18Н9 (10X18Н9)
Трубные доски	10X2М-ВД	X18Н9 (12X18Н9)
Камеры воды и пара с патрубками	10X2М-ВД	X18Н9 (12X18Н9)
Элементы корпуса, внутрикорпусные детали	10X2М	X18Н9 (12X18Н9) X16Н11МЗ
Крышка	10X2М	X18Н9 (12X18Н9)
Гайки	25X1МФ	4X14Н14В2М
Шайбы	20X1М1Ф1ТР	20X1М1Ф1ТР
Шпильки	20X1М1Ф1ТР-III	XН35ВТ-ВД

Модули основного пароперегревателя (рис. 2.28) конструктивно аналогичны модулям испарителя и отличаются от них конструкционными материалами, отсутствием смесителя в корпусе, меньшим числом труб пучка и меньшими по длине габаритами. Входная и выходная по пару камеры пароперегревателя выполнены из поковок, уплотняются мембранным уплотнением и плоскими крышками с помощью 24 шпилек М80×6 в части гнезда в камере и М68×6 на стороне гайки.

На верхней камере расположен патрубок входа пара, а на нижней — патрубок выхода перегретого пара. К камерам присоединяются натриевые камеры как части корпуса. В верхней камере модуля в трубки

введены вставки тепловой защиты, аналогичные такому же узлу в испарителе. На верхней натриевой камере корпуса пароперегревателя расположен патрубок выхода (перелива) натрия в модуль испарителя с вваренным в него гнездом под термопару и опоры, опорная плоскость которых совпадает с осью переливного патрубка.

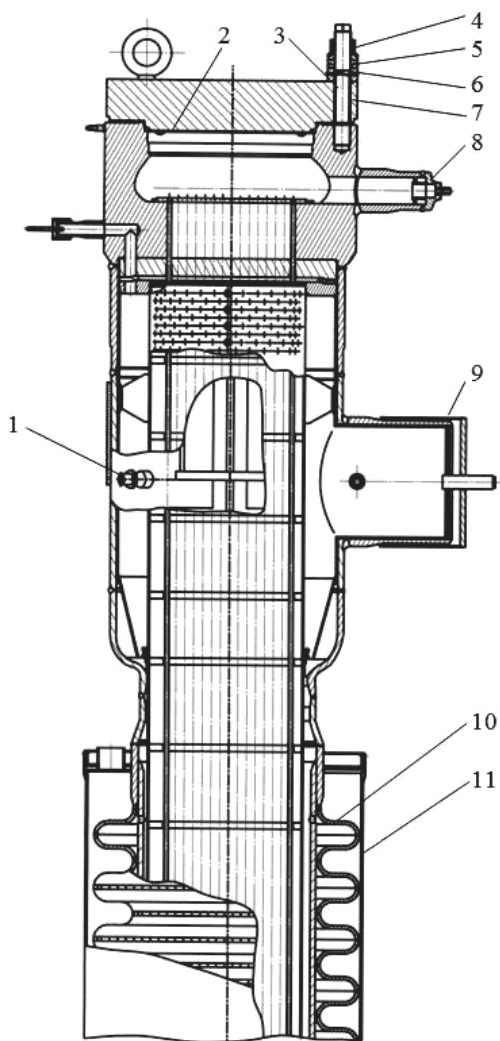


Рис. 2.28. Верхняя часть модуля основного пароперегревателя:

- 1 — волновод; 2 — мембрана; 3 — шпилька; 4 — гайка; 5 — сферические шайбы; 6 — втулка; 7 — крышка верхней камеры модуля; 8 — заглушка патрубка входа слабopерегретого пара; 9 — заглушка патрубка выхода натрия; 10 — линзовый компенсатор; 11 — кожух компенсатора

На цилиндрической части корпуса расположена опора, соединяемая с ответной опорой на корпусе испарителя, а на нижней натриевой камере корпуса расположен патрубок подвода натрия. Схема включения модулей показана на рис. 2.29.

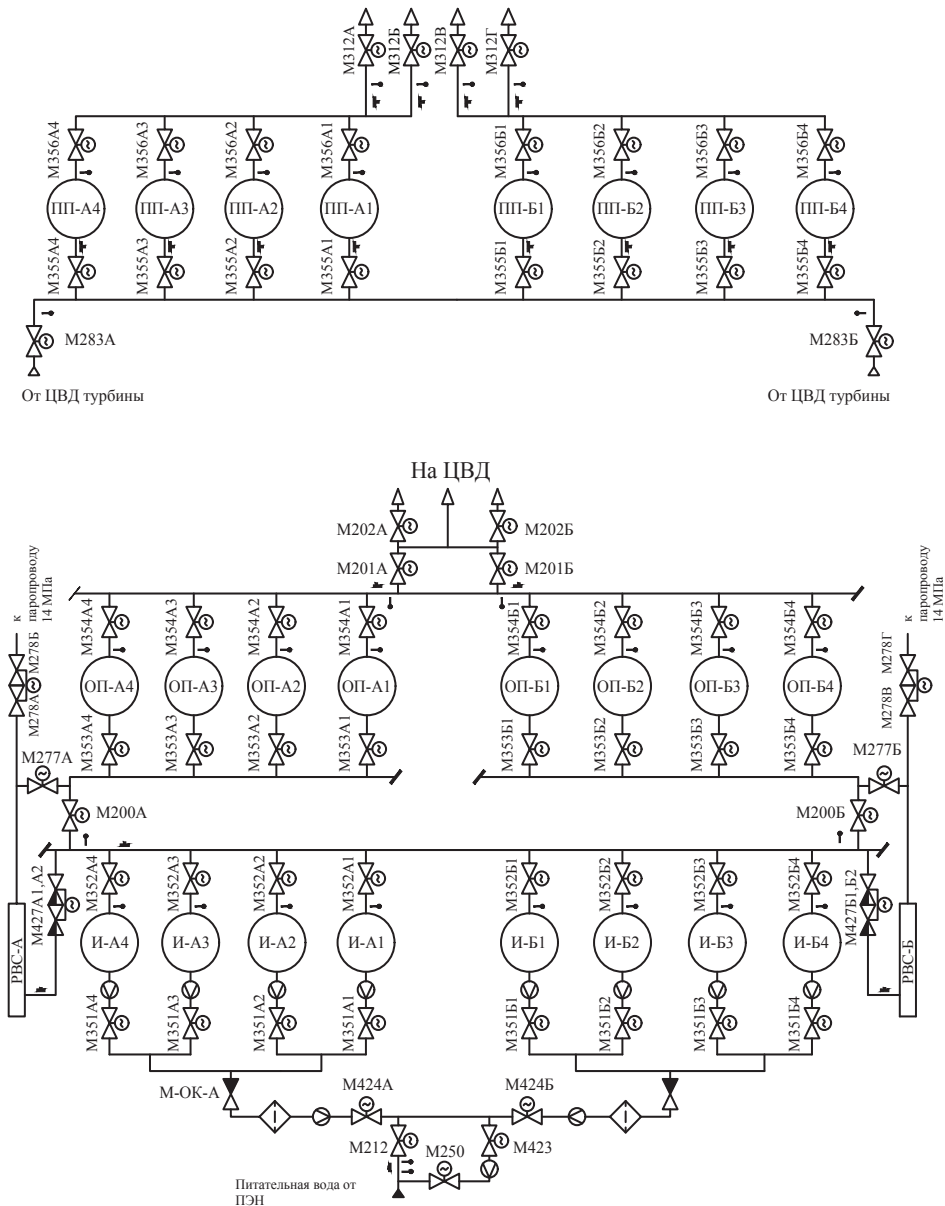


Рис. 2.29. Схема соединения модулей парогенератора по III контуру

Конструкция трубного пучка основного пароперегревателя аналогична модулю испарителя.

Модули промпароперегревателя по материалам и конструкции аналогичны модулям основного пароперегревателя. Отличия состоят в геометрических размерах входной и выходной по пару камер, диаметрах патрубков подвода-отвода пара и подвода натрия, более тесной набивке трубного пучка.

2.3.7. Парогенераторная установка Н-272

Парогенератор Н-272 — прямоточный, высокого давления, секционный, модульный. В трехпетлевой компоновке реакторной установки парогенератор для каждой петли состоит из 10 секций, ББН и трубопроводов обвязки по II и III контурам, каждая секция включает в себя два модуля¹: испарителя и пароперегревателя (рис. 2.30). Парогенератор предназначен для выработки перегретого пара высокого давления за счет тепла жидкометаллического (натриевого) теплоносителя II контура РУ с реактором БН-800 в энергетических режимах работы установки. Во всех проектных режимах РУ, в которых обеспечивается подача питательной воды, парогенератор используется для расхолаживания реактора.

Рабочие среды:

- 1) теплоноситель (II контур) — натрий;
- 2) рабочее тело (III контур) — вода (пар);
- 3) среда газовых полостей ПГ по II контуру — аргон;
- 4) среда для консервации полостей ПГ по III контуру — азот.

Парогенератор отсекается по II контуру при возникновении межконтурной течи воды (пара) в натрий по формированию системой автоматической защиты парогенератора сигнала на отключение парогенератора (петли).

Компенсация температурного расширения теплоносителя II контура при разогреве обеспечивается за счет изменения до рабочего уровня натрия в баке буферном натриевом.

Область применения парогенераторов Н-272 ограничивается использованием для энергоблоков с реакторами БН-800 при обеспечении системами АЭС технических требований к качеству и параметрам рабочих сред и условий регулирования параметров при сроке службы парогенератора 40 лет и ресурсе работы модулей ПГ 150000 ч.

¹ Каждый модуль представляет собой вертикальный кожухотрубный теплообменник с прямыми трубами.

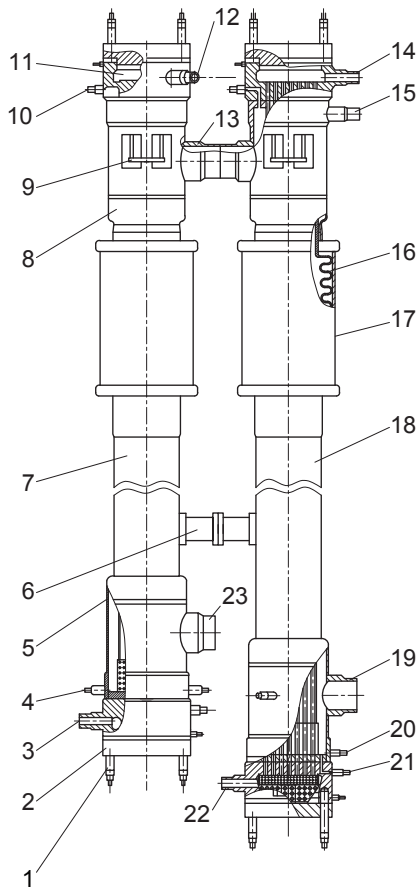


Рис. 2.30. Секция парогенератора Н-272:

1 — шпильки, гайки, шайбы; 2 — уплотнительная крышка; 3 — патрубок выхода перегретого пара; 4, 20, 21 — дренажный патрубок; 5 — нижняя натриевая камера; 6 — промежуточная опора; 7 — основной пароперегревательный модуль; 8 — верхняя натриевая камера; 9 — верхняя опора модуля; 10 — патрубок сдувок; 11 — паровая камера; 12 — патрубок входа слабоперегретого пара; 13 — переливные патрубки; 14 — патрубок выхода слабоперегретого пара; 15 — патрубок сброса продуктов взаимодействия; 16 — линзовый компенсатор; 17 — быстросъемный кожух; 18 — модуль испарителя; 19 — патрубок выхода натрия; 22 — патрубок входа питательной воды; 23 — патрубок входа натрия

При эксплуатации парогенератор обеспечивает:

- ◇ работу в установившемся режиме на любом уровне мощности реакторной установки в пределах от 25 до 100 % $N_{\text{ном}}$;
- ◇ переход РУ с одного уровня мощности на другой в пределах от 25 до 100 % $N_{\text{ном}}$;

- ◇ пуск при «холодном» и «горячем» состоянии турбины и останов;
- ◇ переходные режимы при срабатывании аварийной и предупредительной защиты РУ.

Мощность парогенератора должна быть снижена до 95 % $N_{\text{ном}}$ при отключении одной секции и до 89 % $N_{\text{ном}}$ при отключении двух секций (отключаемые секции должны находиться в разных половинах парогенератора) при номинальном числе оборотов ГЦН-2.

Техническая характеристика парогенератора Н-272 в режиме работы на номинальной мощности:

Мощность тепловая ПГ, МВт, не менее	700
Паропроизводительность, кг/с	292±5
Температура острого пара на выходе из ПГ, °С, не менее	490
Давление острого пара на выходе из ПГ (абсолютное), МПа	13,7±0,3
Температура питательной воды, °С: при отключенном ПВД при включенном ПВД	190±5 210 ±5
Расход теплоносителя II контура через ПГ, кг/с	2800 +50
Температура теплоносителя II контура, °С: на входе в ПГ на выходе из ПГ	505±5 309±5
Допустимые гидравлические потери в пределах ПГ, МПа, не более: по тракту теплоносителя по тракту питательной воды и острого пара	0,34 1,96
Назначенный срок службы ПГ, лет	40
Назначенный ресурс ПГ, ч	300000
Назначенный ресурс модулей ПГ, ч	150000

Таблица 2.5

**Геометрические и теплогидравлические характеристики
теплообменных модулей парогенератора Н-272**

Наименование характеристики	Значение	
	Испаритель	Пароперегреватель
Диаметр (наружный) теплообменных труб, мм	16	16
Толщина стенки теплообменных труб, мм	2,5	3,0
Длина (обогреваемая) теплообменных труб, мм	15000	13600
Шаг теплообменных труб в пучке по треугольной разбивке, мм	28	33

Окончание табл. 2.5

Наименование характеристики	Значение	
	Испаритель	Пароперегреватель
Число теплообменных труб в пучке, шт.	349	239
Площадь проходного сечения, м ² :		
— по тракту теплоносителя	0,187	0,197
— по тракту воды (пара)	0,0332	0,0188
Средняя скорость движения среды в межтрубном пространстве, м/с	1,74	1,70
Массовая скорость воды (пара), кг/(м/с)	880	1550
Величина максимального теплового потока, МВт/м ²	0,67	0,30
Объем натрия в отсекаемой части секции, м ³	8,5	
Объем натрия в границах ПГ (ББН заполнен по нижнему уровню), м ³	152,5	
Объем, занимаемый натрием в ББН в «холодном» состоянии ($t = 250\text{ }^{\circ}\text{C}$), м ³	33	
Объем, занимаемый натрием в ББН в «горячем» состоянии ($t = 309\text{ }^{\circ}\text{C}$), м ³	55	
Объем, занимаемый газом в ББН в «холодном» состоянии ($t = 250\text{ }^{\circ}\text{C}$), м ³	36,5	
Объем, занимаемый газом в ББН в «горячем» состоянии ($t = 309\text{ }^{\circ}\text{C}$), м ³	14,5	

Испарительный модуль парогенератора Н-272

Модуль испарителя (рис. 2.31) представляет собой вертикальный теплообменник с прямыми трубами и состоит из следующих основных конструктивных элементов:

- ◇ входной и выходной камер воды-пара;
- ◇ корпуса.

Входная и выходная камеры воды-пара предназначены для подвода питательной воды и отвода слабо перегретого пара соответственно. Конструктивно камеры выполнены одинаково, каждая из одной поковки, и состоят из плоской трубной доски, цилиндрической обечайки и фланца. Камеры уплотняются плоскими крышками с помощью тарельчатой прокладки (нижняя камера) и приварной диафрагмы (верхняя камера), а также 24 шпилек и гаек М68×68 (на каждую крышку), 48 сферических шайб и 24 втулки. Шпильчатые гнезда нижних камер модуля снабжены отверстиями диаметром 6 мм, обеспечивающими возможность подачи в резьбовую часть гнезд смазочных материалов.

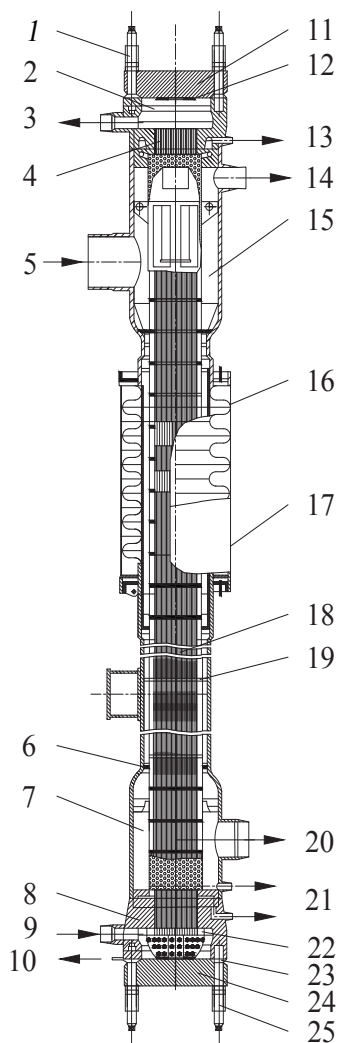


Рис. 2.31. Испарительный модуль парогенератора Н-272:

- 1 — шпилька; 2 — камера паровая; 3 — выход пара; 4 — доска трубная;
 5 — вход натрия; 6 — корпус; 7 — камера нижняя; 8 — доска трубная; 9 — вход
 питательной воды; 10 — дренаж питательной воды; 11 — крышка; 12 — диафраг-
 ма; 13 — сдвук газа; 14 — сброс продуктов взаимодействия; 15 — камера верхняя;
 16 — компенсатор; 17 — кожух; 18 — пучок трубный; 19 — решетка;
 20 — выход натрия; 21 — дренаж натрия; 22 — камера водная;
 23 — прокладка тарельчатая; 24 — крышка; 25 — шпилька

На боковой поверхности водяной (паровой) камеры расположены патрубки $D_v = 100$ подвода (отвода) воды (пара), патрубки дренажа теплоносителя из межтрубной полости (нижняя камера) и сдувки газа

(верхняя камера) $D_y = 40$. Камера подвода питательной воды снабжена штуцерами дренажа $D_y = 20$.

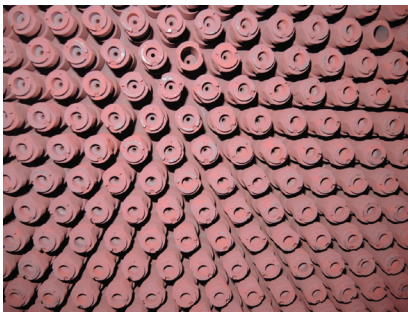
Корпус состоит из камер подвода и отвода теплоносителя, сильфонного компенсатора температурных удлинений, корпусной трубы.

На входной по натрию камере расположены патрубки подвода (перелива) натрия $D_y = 400$, сброса продуктов взаимодействия $D_y = 150$. На выходной по натрию камере расположен патрубок отвода натрия $D_y = 300$ и штуцер дренажа $D_y = 40$.

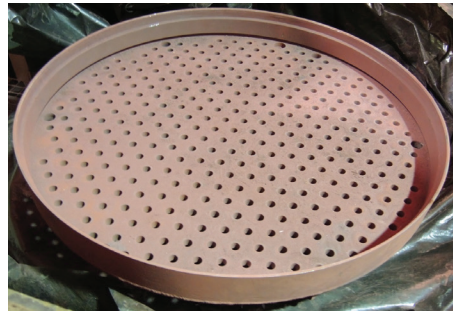
Корпус и патрубки корпуса модулей со стороны второго контура снабжены тепловой защитой из листа толщиной от 6 до 8 мм. Трубные доски модуля со стороны теплоносителя также снабжены тепловой защитой.

Компенсатор сильфонный состоит из восьми гофр, каждая из которых состоит из двух полулинз. С наружной стороны компенсатора установлен съемный кожух, позволяющий проводить осмотр гофр компенсатора.

Трубный пучок состоит из 349 труб $\varnothing 16 \times 2,5$ мм, расположенных по треугольнику с шагом разбивки 28 мм. Длина труб 15 500 мм (обогреваемая длина 15 000 мм). Трубы завальцованы в трубных досках на всю глубину и обварены по торцу. Трубки дистанционируются в круглых отверстиях дистанционирующих решеток. На входе воды в теплообменные трубы установлены дроссельные устройства, обеспечивающие устойчивую работу испарителя в пусковых и парогенерирующих режимах на частичных уровнях мощности. На выходе из труб на всю глубину трубной доски установлена тепловая защита из труб диаметром 10,5 мм, толщиной 0,4 мм.



а



б

Рис. 2.32. Дроссельные устройства (а) и прижимная решетка (б)

Движение сред в модуле — противоточное. Теплоноситель (натрий) движется в межтрубном пространстве сверху вниз, вода по теплообменным трубам — снизу вверх.

Пароперегревательный модуль парогенератора Н-272

Модуль пароперегревателя (рис. 2.33) конструктивно выполнен аналогично модулю испарителя и отличается от него меньшей длиной, меньшим числом теплообменных труб и большей толщиной теплообменных труб.

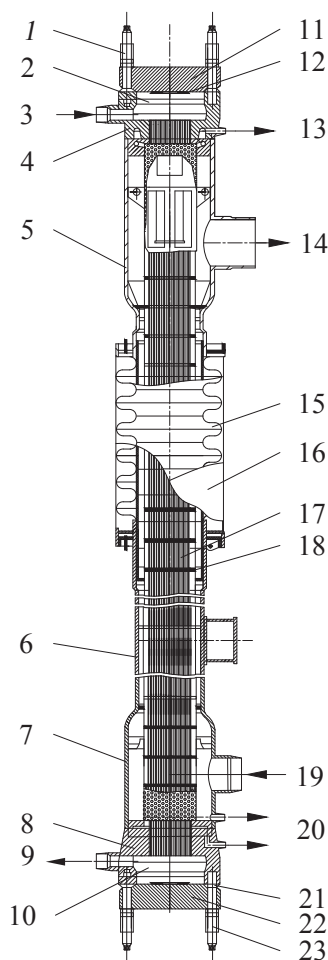


Рис. 2.33. Модуль пароперегревателя парогенератора Н-272:

- 1 — шпилька; 2 — камера верхняя паровая; 3 — вход пара; 4 — доска трубная; 5 — камера верхняя; 6 — корпус; 7 — камера нижняя; 8 — доска трубная; 9 — выход перегретого пара; 10 — камера нижняя паровая; 11 — крышка; 12 — диафрагма; 13 — сдвук газа; 14 — выход натрия; 15 — компенсатор; 16 — кожу; 17 — пучок трубный; 18 — решетка; 19 — вход натрия; 20 — дренаж натрия; 21 — диафрагма; 22 — крышка; 23 — шпилька

Трубный пучок состоит из 239 труб $\varnothing 16 \times 3,0$ мм. Длина теплообменных труб 14 030 мм (обогреваемая длина 13 600 мм). Разбивка пучка трубного выполнена по треугольнику с шагом 33 мм. На боковой поверхности паровых камер расположены патрубки $D_y = 100$ подвода (отвода) пара, патрубки дренажа теплоносителя из межтрубной полости (нижняя камера) и сдувки газа (верхняя камера) $D_y = 40$. В теплообменные трубы входной по пару камеры на всю толщину трубной доски установлена тепловая защита из труб диаметром 9,5 мм, толщиной 0,4 мм. Паровые камеры уплотняются плоскими крышками с помощью диафрагм и 24 шпилек и гаек. Причем нижняя паровая камера оснащена шпильками М80/М68, а верхняя паровая камера — шпильками М68/М68 (резьба М80 — в части гнезда камеры).

На верхней паровой камере расположен патрубок $D_y = 100$ подвода пара, на нижней паровой камере — патрубок $D_y = 175$ отвода пара, на верхней натриевой камере — патрубок выхода (перелива) теплоносителя $D_y = 400$, на нижней натриевой камере — патрубок подвода теплоносителя $D_y = 300$ и дренажа $D_y = 40$.

Движение сред — противоточное. Теплоноситель (натрий) движется в межтрубном пространстве снизу вверх, а пар — сверху вниз.

Сброс продуктов взаимодействия в случае разуплотнения теплообменной поверхности пароперегревателя осуществляется через патрубок отвода теплоносителя $D_y = 400$ и далее через патрубок сброса продуктов взаимодействия испарителя $D_y = 150$.

Крепление модулей пароперегревателя и испарителя в боксе парогенератора осуществляется тремя опорами.

Верхние опоры в районе переливных патрубков на отметке предназначены для восприятия весовой нагрузки, усилий от трубопроводов, связанных с тепловым расширением трубопроводов и оборудования, а также усилий от динамических воздействий.

Промежуточная опора соединяет между собой модули испарителя и пароперегревателя, не препятствуя их взаимному перемещению в вертикальной плоскости.

Нижние опоры предназначены для восприятия горизонтальных нагрузок, не препятствуя перемещению модулей в вертикальном направлении.

Бак буферный натриевый, входящий в состав парогенератора, является элементом II контура, который в режимах нормальной эксплуатации предназначен для компенсации температурного расширения

натрия при его разогреве в режиме пуска петли, а также для приема и первичной сепарации продуктов взаимодействия воды (пара) с натрием при разуплотнении теплообменной поверхности парогенератора и последующего сброса этих продуктов в сосуд аварийного сброса I ступени при разрыве устройства предохранительного мембранного при повышении давления газа.

ББН представляет собой цилиндрический горизонтальный сосуд с эллиптическими днищами. На нижней образующей корпуса расположен патрубок отвода натрия $D_y = 800$, на боковых образующих — 10 патрубков $D_y = 300$ — подвода натрия от секций парогенератора.

Внутрикорпусные устройства ББН состоят из теплового экрана, защищающего корпус ББН при резком изменении температуры натрия, и коллектора теплоносителя, предотвращающего образование воронок и захват газа в отводящий трубопровод.

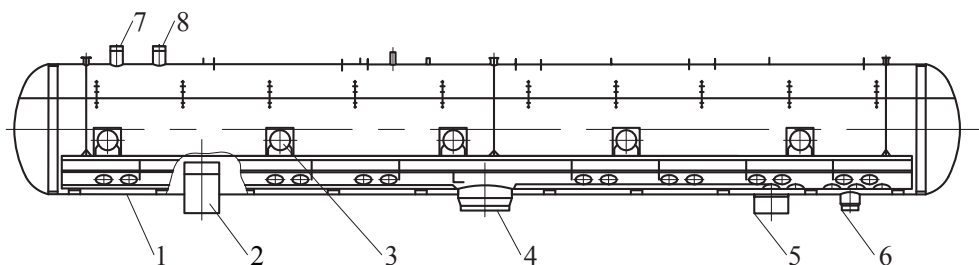


Рис. 2.34. Бак буферный натриевый:

1 — корпус ББН; 2 — опора неподвижная; 3 — патрубки входа теплоносителя (10 шт.); 4 — патрубок выхода теплоносителя; 5 — опора подвижная; 6 — патрубок подвода протечек насоса; 7, 8 — патрубки сброса продуктов взаимодействия

На ББН расположены следующие патрубки и штуцеры:

- ◇ подвода теплоносителя от секций ПГ, $D_y = 300$ (10 шт.), на боковых образующих корпуса;
- ◇ отвода теплоносителя, $D_y = 800$ (1 шт.), на нижней образующей корпуса;
- ◇ подсоединения трубопроводов сдувок из модулей ПГ, $D_y = 40$ (20 шт.);
- ◇ подвода протечек насоса второго контура, $D_y = 250$ (1 шт.);
- ◇ подвода инертного газа, $D_y = 80$ (1 шт.);
- ◇ сброса продуктов взаимодействия (под УПМ), $D_y = 200$ (2 шт.), на верхней образующей корпуса;

- ◇ установки датчиков давления, $D_y = 10$ (4 шт.);
- ◇ установки электрохимического датчика водорода в газе (ЭХДВ-Г), $D_y = 40$ (1 шт.);
- ◇ уровнемера, $D_y = 65$ (3 шт.).

Для возможности проведения осмотра и, при необходимости, очистки и ремонта в конструкции ББН предусмотрен круглый люк-лаз $D_y = 450$ с герметизирующим усиковым швом.

Крепление ББН осуществляется с помощью двух опор: подвижной и неподвижной.

Компоновка парогенератора в боксе

При компоновке парогенератора учитывались следующие основные положения:

- ◇ обеспечение равномерной раздачи рабочих сред;
- ◇ максимальное разделение пароводяных и натриевых коммуникаций;
- ◇ обеспечение возможности обслуживания натриевой и пароводяной арматуры при работающем парогенераторе;
- ◇ обеспечение возможности отключения и консервации дефектной секции за минимальное время и предотвращение попадания значительного количества продуктов взаимодействия в оборудование, остающееся в работе, как по II, так и по III контуру;
- ◇ обеспечение минимального времени дренирования рабочих сред из отдельной секции и парогенератора в целом;
- ◇ обеспечение минимального количества воздушников и дренажных трубопроводов по II и III контурам и соответствующей арматуры;
- ◇ обеспечение возможности осмотра, ремонта или замены оборудования парогенератора;
- ◇ обеспечение условий естественной циркуляции теплоносителя по II контуру.

Все оборудование, входящее в состав парогенератора, размещено в нескольких помещениях (бокс с модулями, ББН и трубопроводами II контура, помещения для оборудования и трубопроводов III контура). В боксе оборудования II контура предусмотрены следующие меры безопасности:

- ◇ В случае разгерметизации оборудования и трубопроводов производится слив натрия с пола, имеющего защиту и уклоны, в специальную емкость приемки натрия с полов.

- ◇ Защитные кожухи на трубопроводах III контура, расположенных в пределах бокса оборудования II контура, исключают прямое воздействие струи воды (пара) на оборудование с натрием при разуплотнении пароводяных коммуникаций.
- ◇ Исключена возможность попадания воды в бокс оборудования II контура через проходки трубопроводов, перекрытия и пр.
- ◇ Возникновение пожара (возгорание натрия) фиксируется с помощью установленных в боксе датчиков пожарной сигнализации.
- ◇ Бокс парогенератора оснащен дистанционно управляемыми средствами пожаротушения.

Теплообменные модули, объединенные в десять секций по два модуля (испаритель и пароперегреватель), коллектор раздающий, бак буферный натриевый, отсечная, регулирующая, специальная натриевая арматура, арматура дренажей и сдувок газа, трубопроводы II контура, часть трубопроводов III контура, оснащенные кожухами, а также трубопроводы системы автоматической защиты размещены в боксе парогенератора.

Теплообменные модули размещены в два ряда по пять секций в каждом. Крепление модулей испарителя и пароперегревателя осуществляется с помощью трех опор: верхней — в районе переливных патрубков модулей на отметке +32,845 м, промежуточной — на отметке +24,200 м и нижней — на отметке +16,650 м.

Верхняя опора (рис. 2.35, а) предназначена для восприятия весовой нагрузки, усилий от трубопроводов, связанных с тепловым расширением трубопроводов и оборудования, а также нагрузок от динамических воздействий.

Промежуточная опора соединяет между собой модули испарителя и пароперегревателя, не препятствуя их взаимному перемещению в вертикальной плоскости.

Нижняя опора (рис. 2.35, б) предназначена для восприятия горизонтальных нагрузок, не препятствуя перемещению модулей в вертикальном направлении.

Бак буферный натриевый размещен в центре парогенераторного бокса. Ось ББН находится на отметке +35,9. Весовые и компенсационные нагрузки от ББН и трубопроводов через промежуточные балки передаются на несущие балки бокса. ББН расположен в отдельном помещении, выгороженном в боксе парогенератора с помощью панелей (перегородок).



Рис. 2.35. Верхняя (а) и нижняя (б) опоры модулей парогенератора Н-272

Ниже бака буферного натриевого размещен коллектор раздающий. Ось коллектора расположена на отметке +29,55.

Размещение парогенератора показано на рис. 2.36.

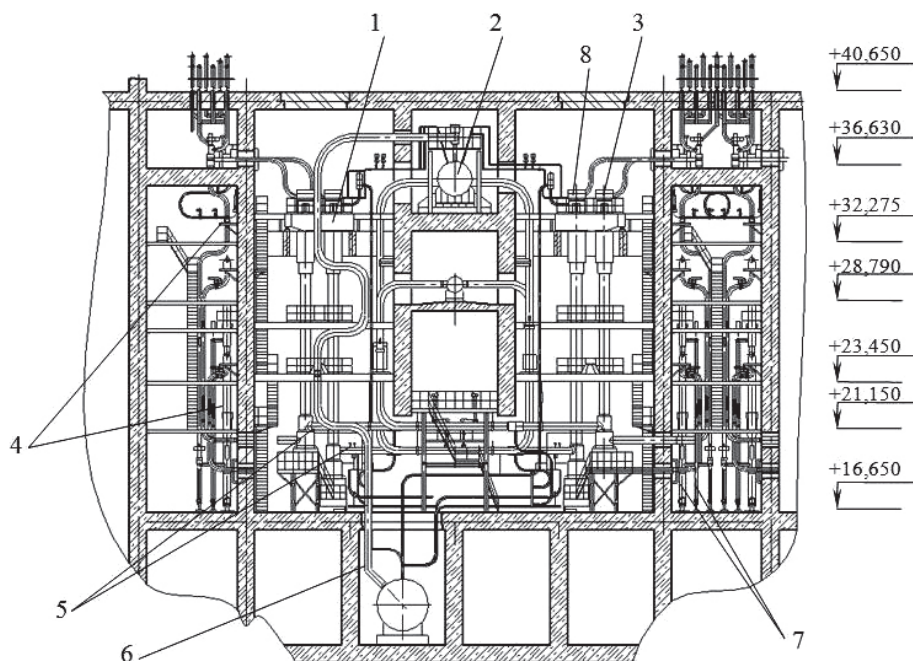


Рис. 2.36. Общий вид парогенератора Н-272:

1 — металлоконструкции опорные; 2 — БНН; 3 — пароперегреватель;
4 — трубопроводы острого и слабоперегретого пара; 5 — трубопроводы
II контура; 6 — САЗ; 7 — трубопроводы питательной воды; 8 — испаритель

Все пароводяные коллекторы с необходимой арматурой размещены в отдельных помещениях коммуникаций воды и пара (помещения коммуникаций III контура). Дренажирование пароводяных коммуникаций осуществляется из нижних точек трубопроводов подвода (отвода) воды (пара) к секциям и из полостей трубопроводов между быстродействующей и запорной арматурой в коллекторы дренажей, расположенные на отметке +16,65 помещений коммуникаций III контура.

Размещение площадок и лестниц позволяет проводить: вскрытие и осмотр пароводяных камер и теплообменных труб модулей, снятие кожуха и ревизию состояния металла сильфона компенсатора, обслуживание арматуры II и III контуров, проведение работ по обследованию и ремонту, а также демонтажу и монтажу модулей, арматуры и трубопроводов парогенератора.

Конструкционные материалы

Использование в парогенераторе Н-272 установки БН-800 рабочих сред — натрия, с температурой до $(505 \pm 5)^\circ\text{C}$, пара, с температурой не менее 490°C , и воды, с температурой 210°C , требует, чтобы применяемые для его изготовления конструкционные материалы обладали комплексом необходимых свойств. Основными из этих свойств являются:

- ◇ достаточный уровень механических свойств с учетом длительной эксплуатации при высоких рабочих температурах;
- ◇ высокая коррозионная стойкость в используемых рабочих средах при отсутствии склонности к межкристаллитной коррозии и растрескиванию под напряжением;
- ◇ стабильность структуры, прочностных и пластических свойств в процессе эксплуатации;
- ◇ хорошая свариваемость и обеспечение свойств сварных соединений на уровне соответствующих свойств основных конструкционных материалов;
- ◇ освоенность промышленностью в необходимом сортаменте;
- ◇ наличие технической документации на поставку материалов в требуемом сортаменте;
- ◇ приемлемые значения теплофизических свойств и т. п.

Анализ указанных требований, а также обобщение отечественного опыта по разработке, исследованиям и применению конструкционных материалов для изготовления оборудования натриевых установок показывают, что для изготовления парогенератора Н-272 в качестве основных конструкционных материалов применены стали марок 10Х2М для корпусных деталей испарителя и пароперегревателя, 10Х2М-ВД — для теплообменных труб и трубных досок испарителя и пароперегревателя, 20Х1М1Ф1ТР — для крепежных деталей узлов уплотнений модулей парогенератора.

При отключении парогенератора в трубопроводах II контура (до первой запорной арматуры) возможно повышение температуры до 547°C . При этом температура в теплообменных модулях не превысит значение 525°C .

Возможность применения стали марки 10Х2М в качестве материала ПГ Н-272 РУ БН-800 в условиях кратковременного повышения температуры до 540°C обоснована техническим решением.

Возможность применения стали марок 12Х1МФ и 15Х1М1Ф в качестве материалов для высокотемпературных трубопроводов III кон-

тура РУ БН-800 при температуре до 550 °С обоснована техническим решением.

Применение стали 09Х18Н9 для изготовления трубопроводов II контура обусловлено тем, что эта сталь и ее сварные соединения исследованы с точки зрения совместимости с натрием и освоены промышленностью. Также применение данной стали обосновано положительным опытом эксплуатации изделий из данной стали в парогенераторе ПГН-200М РУ БН-600.

Применение для трубопроводов парогенератора Н-272 сталей марок 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 15ГС обусловлено тем, что они изучены, широко применяются на тепловых электростанциях, и имеется обширная справочная литература по их свойствам.

Применение для крепежа крышек модулей стали 20Х1М1Ф1ТР обусловлено положительным опытом ее эксплуатации в модулях испарителей парогенератора ПГН-200М РУ БН-600, отработавших более 100 000 ч.

2.3.8. Парогенератор РУ БН-1200

В настоящее время ведется разработка нового ПГ для РУ БН-1200. При этом основными требованиями к конструкции ПГ являются:

- ◇ минимальная материалоемкость;
- ◇ надежная и безопасная эксплуатация в течение назначенного срока службы при заданных параметрах рабочего тела (вода-пар) и теплоносителя (натрий);
- ◇ ремонтпригодность и проведение контроля состояния основного металла и металла сварных соединений на месте применения;
- ◇ технологичность изготовления и простота монтажа (демонтажа) ПГ в помещениях;
- ◇ максимальное использование положительного опыта разработки и эксплуатации ПГ РУ БН-600.

В соответствии с общей тенденцией для энергоблока БН-1200 принята ориентация на применение корпусного ПГ. Разрабатываемый ПГ для РУ БН-1200 состоит из двух теплообменных модулей на одну петлю (РУ имеет четыре петли), совмещающих функции испарителя и перегревателя. Предназначен для генерации перегретого пара заданных параметров за счет отвода тепла от натриевого теплоносителя II контура в эксплуатационных режимах, а также для отвода остаточных тепловыделений от РУ при нормальной эксплуатации и при нарушениях нормальной эксплуатации.

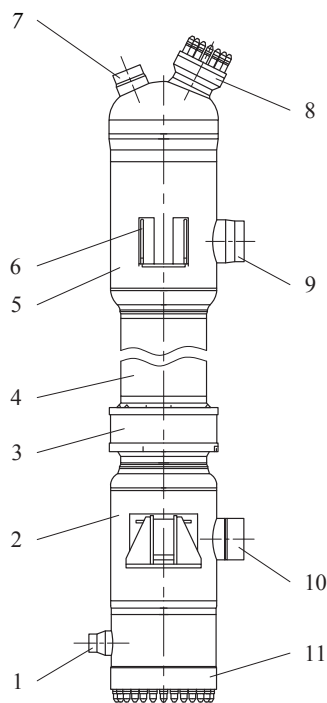


Рис. 2.37. Модуль парогенератора БН-1200:

1 — патрубок входа питательной воды; 2, 5 — натриевые камеры; 3 — сильфонный компенсатор; 4 — корпус; 6 — опора; 7 — патрубок выхода пара; 8 — люк-лаз; 9 — патрубок входа натрия; 10 — патрубок выхода натрия; 11 — нижняя уплотнительная крышка

Теплообменный модуль ПГ (рис. 2.37)¹ состоит из следующих основных частей:

- ◇ камера подвода теплоносителя, на которой расположен патрубок входа натрия;
- ◇ корпусная труба и расположенный на ней многослойный сильфонный компенсатор температурных расширений;
- ◇ камера отвода теплоносителя, на которой расположен патрубок выхода натрия;
- ◇ трубный пучок с дистанционирующими решетками;
- ◇ камера подвода питательной воды с патрубком;
- ◇ камера отвода пара, которая состоит из плоской трубной доски и цилиндрической части; камера закрыта приварной эллипти-

¹ Расчетное обоснование парогенератора РУ БН-1200 / С. Л. Лякишев [и др.] // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Обеспечение безопасности АЭС. 2014. № 34. С. 113–125.

ческой крышкой с патрубком отвода пара и люком-лазом для проведения регламентных работ внутри камеры.

Конструкция корпусного парогенератора РУ БН-1200 аналогична конструкции теплообменных модулей ПГ БН-600 и БН-800, но отличается габаритами и более высокими параметрами эксплуатации (температурой и давлением генерируемого пара).

Особенности нового конструкционного материала. Для новой РУ БН-1200 необходимо было разработать ПГ со сроком службы, сопоставимым со сроком службы реактора. В отличие от реактора, оборудование парогенераторов РУ типа БН эксплуатируется не только при высоких температурах (до 550 °С), еще и при высоком давлении (до 17 МПа), что предъявляет особые требования к характеристикам жаропрочности конструкционных материалов.

Взаимодействие между рабочим телом (вода, пар) и натриевым теплоносителем опасно и должно быть исключено. Это требует ответственного подхода к выбору конструкционного материала ПГ.

Применяемая в конструкции парогенераторов РУ БН-350, БН-600 и БН-800 сталь марки 10Х2М не отвечает в полной мере указанным выше требованиям и ограниченно подходит в качестве конструкционного материала для ПГ РУ БН-1200. Главным недостатком этой стали являются ее низкие длительные прочностные свойства, при которых в условиях более высоких температур рабочих сред парогенератора РУ БН-1200 не представляется возможным обеспечить требуемый ресурс данного ПГ (не менее 200 тыс. ч).

В соответствии с требованиями к конструкционным материалам ПГ для РУ БН-1200 ЦНИИ КМ «Прометей» рекомендована сталь марки 07Х12НМФБ собственной разработки. Даная сталь превосходит сталь 10Х2М по длительной прочности, имеет лучшее сопротивление озоно- и водородному растрескиванию в натрии, а ее технологические свойства не требуют существенных изменений в принятом технологическом процессе изготовления ПГ.

Сравнение сталей приведено в табл. 2.6. Кроме того, скорость коррозии стали марки 07Х12НМФБ в несколько раз ниже скорости коррозии стали марки 10Х2М. Сталь марки 07Х12НМФБ не склонна к коррозионному растрескиванию в водных средах с повышенной концентрацией хлоридов и при этом имеет лучшее по сравнению с маркой 10Х2М сопротивление питтинговой и язвенной коррозии, что также важно для обеспечения заданного ресурса.

Таблица 2.6

Сравнение сталей

Параметры	Марка стали	
	10X2M	07X12НМФБ
Предел прочности R_m^{500} , МПа	255	412
Предел текучести $R_{p0,2}^{500}$, МПа	142	352
Предел длительной прочности R_{m20000}^{500} , МПа	86	174
Расчетная толщина теплообменной трубы, мм	3,67*	1,94
Расчетная толщина верхней трубной доски, мм	453*	309
Назначенный ресурс модуля ПГ, тыс. ч	150	240

* Определено с экстраполяцией свойств на ресурс 240000 ч.

Из опыта эксплуатации ПГ на энергоблоках БН-350 и БН-600 можно выделить узлы, требующие повышенного внимания при проектировании и расчетном обосновании. Это узлы, при эксплуатации которых возникали проблемы, в том числе наиболее опасные течи из III пароводяного контура во II натриевый. К таким узлам можно отнести:

- ◇ теплообменные трубы;
- ◇ узел заделки теплообменных труб в трубные доски;
- ◇ узлы дистанционирования теплообменных труб;
- ◇ композитные швы приварки трубопроводов III контура;
- ◇ узлы уплотнения паровых камер.

В отличие от предыдущих ПГ для модулей парогенератора БН-1200 предусмотрен многослойный сильфонный компенсатор.

Проблемы с теплообменными трубами связаны с общей и язвенной коррозией, выявленной в испарительных модулях парогенератора БН-600.

В проекте нового ПГ РУ БН-1200 данная проблема не ожидается в связи с лучшими коррозионными свойствами стали марки 07X12 НМФБ по сравнению со сталью марки 10X2 М, а также в связи с улучшенным водно-химическим режимом.

Проблемы с узлами заделки труб в трубные доски связаны с трещинами, возникающими из зоны конструктивного несправки, в некоторых случаях приводящими к течам.

Узлы заделки теплообменных труб в трубные доски относятся к наиболее критическим элементам в модулях парогенератора, обеспечивающим герметичность II (натриевого) контура.

Металлографические исследования узлов заделки теплообменных труб в трубные доски (ТД) отработавших свой ресурс модулей ПГ РУ БН-600, проведенные в ОКБ «ГИДРОПРЕСС», выявили наличие окислов теплоносителя в зазоре между теплообменной трубой и трубной доской, что свидетельствует о затекании натрия до уплотняющего сварного шва. Металлографические исследования выявили наличие дефектов в основании конструктивного зазора между теплообменными трубами и трубной доской — микротрещины в металле швов.

С учетом результатов металлографических исследований отработавших ресурс модулей ПГ РУ БН-600, а также в связи с увеличением габаритных размеров и количества теплообменных труб, давления воды-пара и ресурса, повышаются требования к обоснованию циклической прочности, долговечности конструкции модулей ПГ РУ БН-1200 и герметичности узлов заделки теплообменных труб в трубные доски.

В ОКБ «ГИДРОПРЕСС» разрабатываются мероприятия по конструктивному снижению напряжений в узлах заделки, в первую очередь периферийных труб. Кроме расчетного обоснования для подтверждения длительной циклической прочности узла заделки теплообменных труб в трубную доску, на стенде ОКБ «ГИДРОПРЕСС» проводятся термоциклические испытания.

2.3.9. Система автоматической защиты натриевых ПГ

Назначение и проектные основы

Обнаружение течей на парогенераторах энергоблока БН-600 осуществляется с помощью штатных систем контроля водорода в натрии (ИВА-1), газовой полости (КАВ-7) и экспериментальных систем, регистрирующих пузырьки водорода в натрии (ИТИ, ИШИТ).

Анализ результатов обнаружения течей, имевших место на установке и в экспериментах по вводу водорода в натриевый контур парогенератора, позволяет сделать оценку эффективности данных систем. Основное внимание уделяется индикаторам водорода в натрии, оказавшимся наиболее эффективными средствами обнаружения течей.

Считается, что течь воды в натрий в ПГ должна быть обнаружена и прекращена до достижения такой степени повреждения, при которой впоследствии оказался бы невозможен ремонт ПГ с выгодными экономическими показателями. Предпочтительным считается прекращение течи на стадии ее развития, когда воздействие на соседние элементы конструкции не достигло такой степени, что требуется ремонт. Для приме-

няемых в настоящее время конструкционных материалов серьезные повреждения наступают при истечении небольших количеств воды. При попадании большого количества воды может возникнуть серьезная проблема с вводом в работу натриевого контура после течи из-за больших времен обнаружения и прекращения течей. Поэтому к системе аварийной защиты ПГ предъявляются жесткие требования по быстродействию.

Практика показала, что большинство течей возникает в сварных швах, трубных досках и процессы разрушения протекают более медленно.

Течи с расходом менее 0,1 г/с практически не воздействуют на соседние элементы, но они способны к саморазвитию в стенке трубы с резким увеличением расхода течи на два-три порядка. Поэтому для обнаружения саморазвивающихся течей требуется высокая чувствительность систем обнаружения течей.

Оценки показывают, что из существующих в настоящее время систем наиболее близкими к требуемым характеристикам обладает система контроля водорода в натрии.

Чувствительность системы с индикаторами ИВА-1 составляет 0,1–0,002 млн⁻¹. Максимальная скорость изменения фоновой концентрации водорода в натрии при стационарных режимах работы ПГ (0,05–0,15 млн⁻¹) не превышает 0,01 млн⁻¹/ч. Это позволяет без особого риска ложной сигнализации течи принять в качестве уставки по темпу роста концентрации водорода в натрии величину 0,02 млн⁻¹/ч. При этом минимальная величина течи составит 0,015 г/с.

Минимальное время, за которое может быть обнаружена течь индикаторами водорода в натрии, составляет около 90 с и в основном определяется временем транспорта продуктов реакции натрия с водой от места течи к индикатору. При чувствительности 0,02 млн⁻¹ за это время может быть обнаружена течь более 0,05 г/с. Внезапно возникающие течи с расходом воды более 0,5 г/с за это время могут вызвать повреждение соседней трубки.

Система автоматической защиты парогенератора предназначена для обеспечения безопасной и надежной работы парогенератора при возникновении межконтурной течи воды или пара в натрий в модулях парогенератора.

При построении системы защиты парогенератора ПГН-200М ставилась задача максимально использовать преимущества секционной системы парогенератора: при возникновении течи воды (пара) в натрий обеспечить еще в ходе ее развития определение и отключение дефект-

ной секции или модуля «на ходу» (при любом виде течи) с сохранением в работе остальной части парогенератора и созданием условий, гарантирующих безопасность отключаемого элемента.

Описание технологической схемы

Система защиты парогенератора ПГН-200М состоит из систем:

- ◇ индикации течи и идентификации дефектной секции с помощью набора соответствующих устройств;
- ◇ отключения дефектной секции от работающих элементов ПГ с обеспечением минимального попадания воды (пара) в натрий;
- ◇ сброса и сепарации продуктов взаимодействия;
- ◇ осушения и заполнения азотом ПГ (или секции) по III контуру.

Индикация течи в парогенераторе осуществляется следующими методами и приборами:

- ◇ по концентрации водорода в натрии на выходе из каждой секции — индикаторами водорода;
- ◇ по повышению давления газа в ББН — датчиками контроля давления;
- ◇ по концентрации водорода в газовом объеме ББН — газоаналитическими системами;
- ◇ по наличию газовой фазы в потоке натрия в линиях сдувок, модулях ПГ — индикаторами течи индуктивными.

Также в качестве дополнительной информации при анализе течи ПГ используется информация о тепловых, гидродинамических и химических эффектах по данным регистрации технологических параметров.

Основные технические данные систем контроля течи:

Индикатор водорода: рабочий диапазон концентрации водорода в натрии, ppm коэффициент чувствительности, мкА/ppm время транспорта натрия от секции парогенератора до индикатора водорода, мин	от 0,05 до 0,5 не менее 25 не более 1,5
Газоаналитическая система: чувствительность, об. % диапазон измерений, об. % инерционность (включая время транспорта), мин	0,01 от 0 до 5 не более 5
Индикатор течи индуктивный: порог срабатывания сигнализации, % от шкалы микроамперметра выходной сигнал индикатора, В	20, 50, 100 5

Защита парогенераторов и II контура при нарушении межконтурной плотности ПГ обеспечивается:

- ◇ отключением дефектной секции на работающем парогенераторе с осушением ее по III контуру;
- ◇ отключением парогенератора на работающем блоке с осушением его по III контуру;
- ◇ путем пассивного разрыва УПМ на ББН при достижении расчетного 0,24 МПа (2,5 кгс/см²) (изб.) давления и сброса продуктов взаимодействия через ББН в первую ступень сброса (емкость 50 м³).

В ББН и первой ступени сброса происходит сепарация газообразных и конденсированных продуктов взаимодействия, после чего газ поступает во вторую ступень сброса (емкость объемом 50 м³). Емкость второй ступени соединена с атмосферой через предохранительные клапаны П452 (рис. 2.38).

Осушение ПГ (модулей испарителя и пароперегревателя) по III контуру после их отключения осуществляется путем принудительного открытия клапанов М426 А, Б, В (М401, М445) с последующим заполнением осушенных модулей азотом.

Обеспаривание промпароперегревательных модулей при отключении парогенератора осуществляется через ЦСД турбины на конденсатор турбины, при отключении секции — через дренажные линии.

Расположение основных исполнительных механизмов и устройств системы защиты ПГН-200М, рассматриваемых при анализе течи воды (пара) в натрий, представлено на рис. 2.38 и 2.39.

Краткое описание и принцип действия приборов

Индикаторы водорода в натрии установлены на выходе каждой секции.

Индикатор водорода предназначен для контроля протечек парогенератора «натрий — вода» по изменению концентрации водорода в натрии. Датчик водорода изготовлен из никелевой мембраны. Внешняя поверхность мембраны омывается натрием, а внутренняя полость вакуумируется магниторазрядным насосом. Водород диффундирует через никелевую мембрану в вакуумную полость магниторазрядного насоса. Концентрация водорода в натрии определяется по количеству водорода, продиффундировавшего через мембрану, путем измерения тока магниторазрядного насоса.

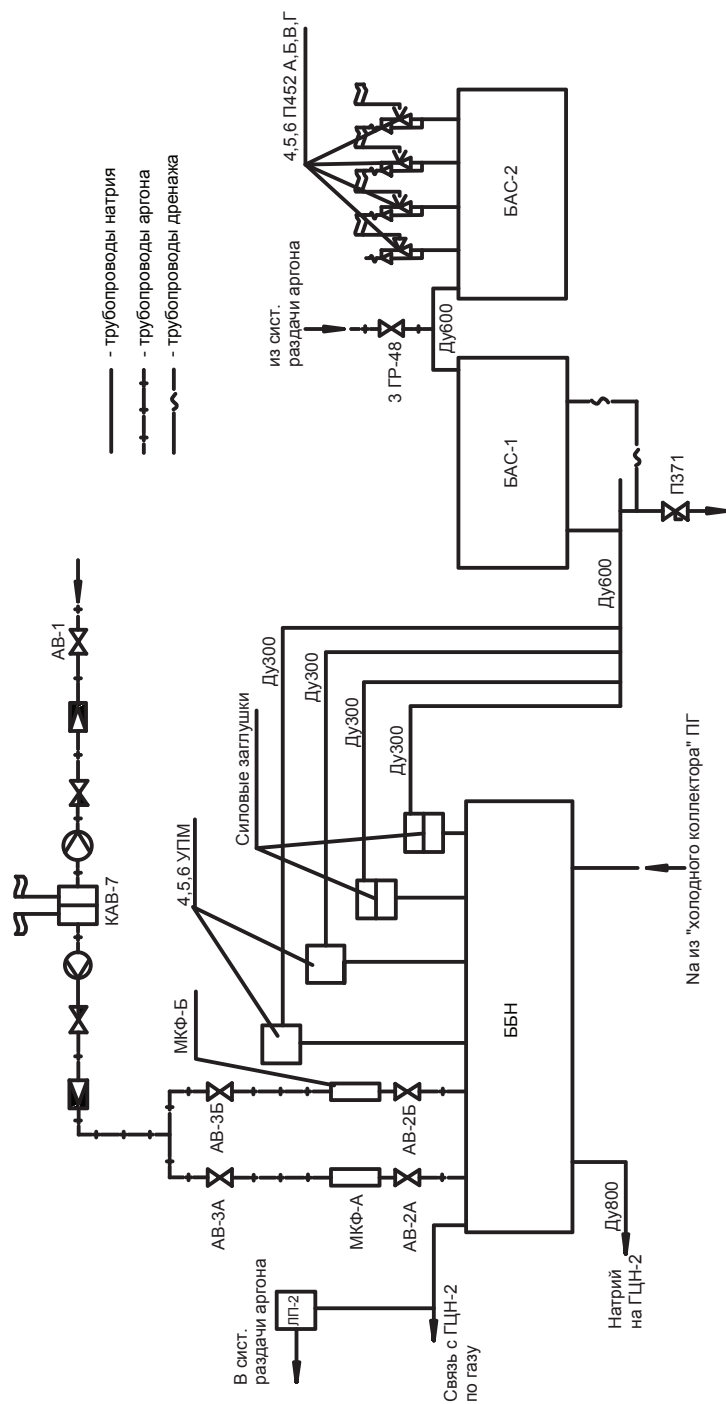


Рис. 2.38. Расположение основных исполнительных механизмов и устройств системы защиты ПГН-200М:
МКФ-А — металлокерамический фильтр; АВ-7 — газовый анализатор водорода; ЛП-2 — ловушка паров натрия;
БАС-1 — бак аварийного сброса первой ступени; БАС-2 — бак аварийного сброса второй ступени;
4,5,6 УПМ А, Б — устройство предохранительное мембранное

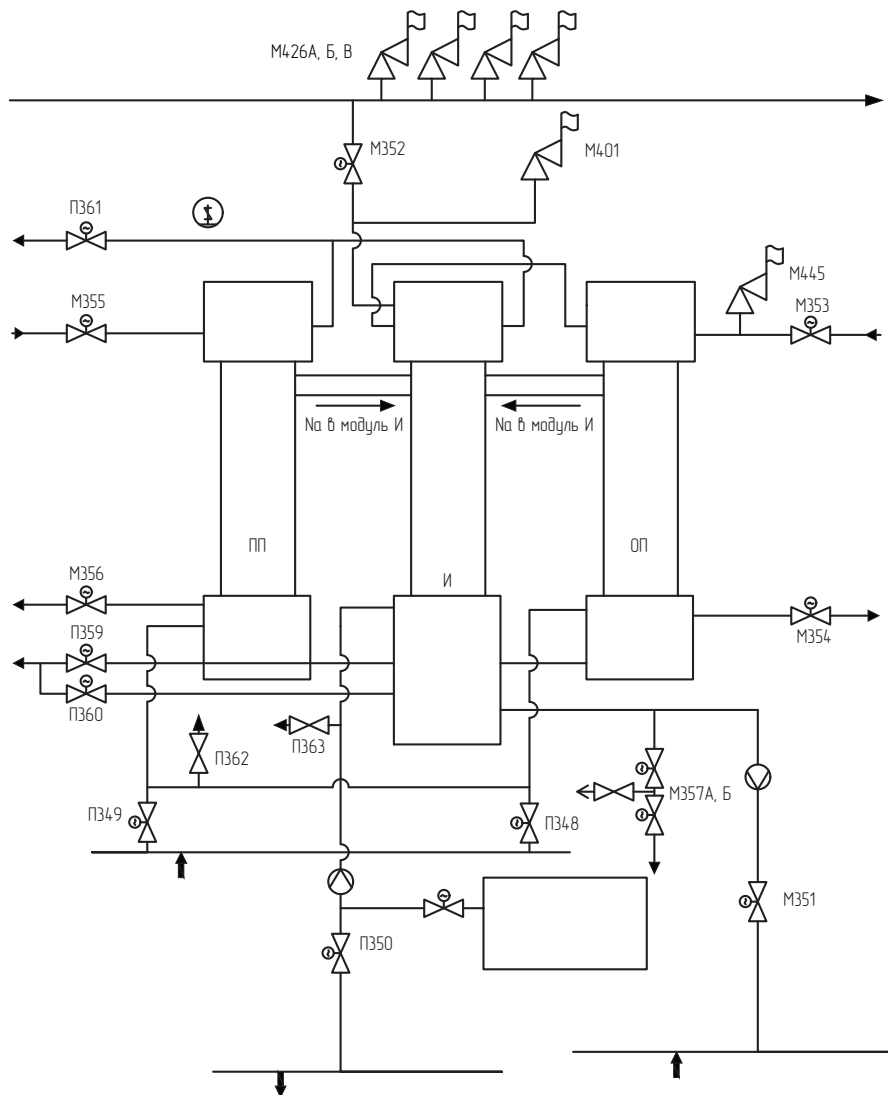


Рис. 2.39. Расположение основных исполнительных механизмов и устройств системы защиты ПГН-200М

Контроль межконтурной плотности парогенератора осуществляется также газоаналитической системой, предназначенной для подтверждения межконтурной течи парогенератора методом контроля повышения концентрации водорода в газовом объеме ББН II контура. Отбор газа из ББН на газоаналитическую систему производится через фильтр паров натрия по трубопроводам отбора проб газа.

С целью определения секции с межконтурной неплотностью на линиях сдувок из модулей парогенератора установлены индикаторы течи индуктивные (ИТИ). Принцип действия индикатора заключается в регистрации изменений электропроводности жидкого натрия. Электропроводность натрия контролируется методом вихревых токов, наводимых переменным электромагнитным полем датчиков.

На ББН установлены четыре датчика давления, три из которых задействованы в системе аварийной защиты ПГ. При повышении давления газа в ББН до 0,17 МПа (1,8 кгс/см²) (изб.) срабатывает предупредительная сигнализация на БЩУ. При увеличении давления газа в ББН до 0,23 МПа (2,35 кгс/см²) (изб.) по двум из трех датчиков давления срабатывает автоматическая защита на отключение ПГ.

Таблица 2.7

Классификация элементов системы аварийной защиты ПГ

Состав (элементы) систем, оборудования, сооружений	Классификация		
	НП-001-15	ПУБЭ АЭС (ПНАЭ Г-7-008-89)	НП-031-01
Задвижки на входных трубопроводах II контура в модули ПГ (П348; П349)	ЗНЗ	В	I
Баки буферные натриевые	ЗНЗ	В	I
Мембранно-разрывные устройства (МРУ, УПМ)	ЗЗ	В	I
Трубопровод сброса среды в БАС-1 $D_v = 300$, $D_v = 600$	ЗЗ	В	I
Бак приема среды БАС-1	ЗЗ	В	I
Бак приема среды БАС-2	ЗЗ	С	I
Трубопровод сброса среды в БАС-2 $D_v = 600$	ЗЗ	В	I
Предохранительные клапаны П452	ЗЗ	С	I
Задвижка на основном трубопроводе подачи питательной воды к ПГ (М212)	ЗНЗ	С	I
Задвижка на байпасном трубопроводе подачи питательной воды к ПГ (М250)	ЗНЗ	С	I

Окончание табл. 2.7

Состав (элементы) систем, оборудования, сооружений	Классификация		
	НП-001-15	ПУБЭ АЭС (ПНАЭ Г-7-008-89)	НП-031-01
Задвижки на трубопроводах обвязки испарительных модулей (М351, М352)	ЗНЗ	С	I
Задвижки на трубопроводах подачи среды в основные пароперегревательные модули (М200; М277)	ЗНЗ	С	I
Импульсно-предохранительное устройство ПГ (М426 А)	23	С	I

Управление системой и контроль

Система управления САЗ ПГ функционирует в режиме прямого управления, включая формирование автоматического сигнала на отключение ПГ при повышении давления газа в ББН до 0,23 МПа (2,35 кгс/см²) (изб.).

Выполнение указанных функций для отдельных ПГ независимое.

Предусмотрена возможность дистанционного приведения в действие алгоритма отключения секции ключом КОС или парогенератора — ключом КАП.

При невозможности выявления и отключения дефектной секции производится отключение парогенератора по сигналу повышения давления в ББН либо соответствующим ключом КАП.

Нормальное функционирование системы. Системы индикации течи обеспечивают постоянный контроль межконтурной плотности секций ПГ. По сигналам приборов индикации течи с использованием сигналов технологического контроля САЗ формирует сигнал для определенной секции на ее дистанционное отключение, формирует сигнал на исполнительные органы САЗ соответствующей секции и обеспечивает их срабатывание по заданному алгоритму, в результате чего осуществляется отключение секции с межконтурной неплотностью (или всего ПГ) от основных трактов и сброс рабочих сред из отключенной секции (или всего ПГ).

В зависимости от характера разгерметизации (по анализу показаний систем индикации и информации о тепловых, гидродинамиче-

ских и химических процессах) формируется сигнал «Малая течь» либо «Большая течь».

Секция отключается дистанционно ключом КОС при наличии любого из следующих признаков «малой течи»:

- ◇ Превышение (дополнительно к первоначальному разбросу фона) показаний индикатора водорода одной из секций ПГ на 0,1 ppm над показаниями любого другого индикатора водорода этого же ПГ при условии устойчивого роста показаний любых двух других индикаторов водорода этого же ПГ.
- ◇ Прохождение сигнала «Течь ПГ» от индикатора течи индуктивного при условии устойчивого роста показаний индикатора концентрации водорода этой же секции ПГ.
- ◇ В случае неисправности индикатора водорода секции (или вывода ее в ремонт) признаком «малая течь» на этой секции считается прохождение сигнала «Течь ПГ» от индикатора течи индуктивного этой секции при одновременном устойчивом росте показаний индикаторов водорода двух других секций этого же ПГ. Признаки «большой течи» в данном случае остаются без изменений.

Парогенератор отключается автоматически при повышении давления газа в ББН до 0,23 МПа (2,35 кгс/см²) (изб.) или дистанционно ключом КАП в случае несрабатывания защиты «Большая течь» и отсутствия технологических причин (задержка не более 30 с), а также при наличии любого из следующих признаков «большой течи»:

- ◇ Устойчивый рост давления в ББН на величину 0,0098 МПа (0,1 кгс/см²) от исходного значения при одновременном увеличении показаний не менее двух индикаторов и водорода этого ПГ при установившемся режиме работы энергоблока.
- ◇ Изменение (колебание) расхода натрия на выходе из любой секции ПГ на 20 % от исходного значения при условии роста показаний индикатора водорода или показаний газоаналитической системы этого же ПГ.
- ◇ Увеличение показаний любого индикатора водорода до 0,35 ppm с одновременным увеличением показаний не менее двух индикаторов водорода этого же ПГ.
- ◇ Увеличение показаний газоаналитической системы до 0,1 % об. при увеличении показаний не менее двух индикаторов водорода этого же ПГ.

- ◇ Увеличение показаний не менее двух индикаторов водорода со скоростью более 0,3 ppm/ч (кроме случаев подключения «грязной» секции и пуска энергоблока после проведения химической промывки испарительных модулей этого же ПГ).

На период эксплуатационной химической промывки (длительность не более 16 ч) и последующего вывода блока 3 на мощность (на срок до трех суток) аварийная уставка по концентрации водорода в натрии II контура должна быть на уровне, превышающем текущее значение на 0,2 ppm, но не более 0,6 ppm.

По сигналу отключения секции (соответствующим ключом КОС) на этой секции автоматически закрывается арматура:

- ◇ на входе натрия в секцию ПЗ48; ПЗ49;
- ◇ на входе и выходе пароводяной среды из секции М351; М352; М353; М354; М355; М356.

Проводится снижение давления среды в III контуре и дренирование секции по стороне II и III контуров.

По сигналу автоматического отключения ПГ или при отключении ПГ ключом КАП:

- ◇ закрывается арматура на входе в секции ПГ: ПЗ48 А1–Б4; ПЗ49 А1–Б4 данного ПГ;
- ◇ закрывается арматура по III контуру: М424А, Б; М250; М212; с М278А по М278Г; М280А, Б; М201А, Б; М283А, Б; с М312А по М312Г; с М351А1 по М351Б4; с М354Б4 по М354Б4; с М356А1 по М356Б4 данного ПГ;
- ◇ прекращается подача питательной воды за счет отключения ПЭН данного ПГ с запретом включения резерва;
- ◇ проводится снижение давления среды в III контуре за счет открытия СУ М426 А, Б, В;
- ◇ проводится дренирование данного ПГ по стороне II и III контуров.

Таблица 2.8

Режимы функционирования арматуры II и III контуров

Обозначение на схеме	Наименование	Режим работы
Арматура II контура		
ПЗ48	Задвижка на подводе натрия к модулю пароперегревателя $D_v = 300$	Нормально открыта, закрывается автоматически при отключении секции, петли при трех работающих, по сигналу «Течь ПГ»

Продолжение табл. 2.8

Обозначение на схеме	Наименование	Режим работы
П349	Задвижка на подводе натрия к модулю промпароперегревателя $D_y = 300$	Нормально открыта, закрывается автоматически при отключении секции, петли при трех работающих, по сигналу «Течь ПГ»
УПМ (МРУ)	Мембрана предохранительная на ББН	Пассивный разрыв мембраны при повышении давления газа в ББН до 0,24 МПа (2,5 кгс/см ²)
П452	Импульсно-предохранительное устройство на БАС второй ступени	Нормально закрыто. Открывается при повышении давления газа в БАС второй ступени до 0,47 МПа (1,5 кгс/см ²)
Арматура по тракту III контура		
М351	Задвижка на подводе питательной воды к модулю испарителя	Нормально открыта, автоматически закрывается при отключении секции и по сигналу «Течь ПГ»
М352	Задвижка на выходе питательной воды из модуля испарителя	Нормально открыта, автоматически закрывается при отключении секции
М353	Задвижка на подводе пара к модулю пароперегревателя	Нормально открыта, автоматически закрывается при отключении секции
М354	Задвижка на отводе пара из модуля пароперегревателя	Нормально открыта, автоматически закрывается при отключении секции и по сигналу «Течь ПГ»
М355	Задвижка на подводе пара к модулю промпароперегревателя	Нормально открыта, автоматически закрывается при отключении секции
М356	Задвижка на отводе пара из модуля промпароперегревателя	Нормально открыта, автоматически закрывается при отключении секции и по сигналу «Течь ПГ»
М200	Задвижка на перепуске пара из модулей-испарителей в модули-пароперегреватели	Нормально открыта (закрыта при открытой задвижке М277), запрет на закрытие по сигналу «Течь ПГ»

Окончание табл. 2.8

Обозначение на схеме	Наименование	Режим работы
M277	Задвижка на перепуске пара из модулей-испарителей в модули-пароперегреватели	Нормально закрыта (открыта при закрытой задвижке M200), запрет на закрытие по сигналу «Течь ПГ»
M278	Задвижка на линии подачи пара в коллектор 13,7 МПа (140 кгс/см ²)	Нормально открыта, автоматически закрывается по сигналу «Течь ПГ»
M280	Задвижка на сбросе пара в РР-13	Нормально открыта, автоматически закрывается по сигналу «Течь ПГ»
M250	Задвижка на подводе питательной воды к ПГ	Нормально закрыта (открыта при закрытой задвижке M212), автоматически закрывается по сигналу «Течь ПГ»
M212	Задвижка на подводе питательной воды к ПГ	Нормально открыта (закрыта при открытой задвижке M250), автоматически закрывается по сигналу «Течь ПГ»
M201	Задвижка на выходе острого пара из ПГ	Нормально открыта, автоматически закрывается по сигналу «Течь ПГ»
M426	Импульсно-предохранительное устройство на коллекторе СПП	Нормально закрыто. Автоматически открывается по сигналу «Течь ПГ»

Функционирование системы при отказах

При эксплуатации энергоблока учитываются следующие отказы в системе автоматической защиты ПГ:

- ◇ отказ одного из индикаторов обнаружения течи;
- ◇ отказ в запуске алгоритма отключения дефектной секции при дистанционном воздействии на ключ отключения секции КОС;
- ◇ отказ в закрытии какой-либо арматуры по II или III контурам при запуске алгоритма отключения секции с помощью ключа КОС;
- ◇ отказ в запуске алгоритма отключения парогенератора при дистанционном воздействии на ключ отключения петли (КАП);

- ◇ отказ в закрытии какой-либо арматуры по II или III контурам при запуске алгоритма отключения ПГ с помощью ключа КАП;
- ◇ отказ автоматического отключения парогенератора при повышении давления газа в ББН до 0,23 МПа (2,35 кгс/см²) (изб.);
- ◇ самопроизвольный разрыв мембран УПМ (МРУ);
- ◇ отказ в разрыве одной из мембран при увеличении давления газа в ББН до 0,24 МПа (2,5 кгс/см²) (изб.);
- ◇ отказ в срабатывании одного из главных предохранительных клапанов П452;
- ◇ отказ в срабатывании одного из импульсных предохранительных клапанов П452;
- ◇ отказ в цепи формирования сигнала на открытие импульсного клапана П452.

Состав и режимы работы элементов системы выбраны таким образом, чтобы обеспечить идентификацию и соответствующее отключение дефектного оборудования ПГ (секции ПГ) уже на начальной стадии возникновения и развития течи. На случай возможных отказов либо задержек с отключением дефектной секции предусмотрены дальнейшие ступени защиты ПГ, обеспечивающие своевременное отключение ПГ, предотвращающие повышение давления во II контуре более 0,24 МПа (2,5 кгс/см²) (изб.) и предотвращающие возможность повреждения ПГ и оборудования II контура.

Признаки возникновения течи основаны на показаниях различных независимых систем контроля с различным принципом действия. При этом отказ любой системы контроля не приводит к невозможности определения факта возникновения течи. В этом случае могут быть возможны затруднения со своевременной точной идентификацией дефектной секции. При этом из-за задержки с отключением секции или из-за ошибочного отключения работоспособной секции возможно развитие режима «малая течь» в «большую течь». В этом случае развитие ситуации будет ограничено путем автоматического отключения соответствующего ПГ по алгоритму «большая течь».

При отказе отключения секции ПГ ключом КОС при возникновении факта нарушения межконтурной плотности ПГ алгоритм отключения секции может быть инициирован повторным поворотом ключа КОС в другую сторону, либо соответствующая арматура секции по II или III контурам будет закрыта персоналом по месту. При задержке отключения дефектной секции возможен переход режима из стадии

«малая течь» в режим «большая течь». В любом случае развитие ситуации будет ограничено отключением соответствующего ПГ по алгоритму «большая течь».

При отказе отключения ПГ ключом КАП при возникновении факта нарушения межконтурной плотности ПГ алгоритм отключения ПГ может быть инициирован повторным поворотом ключа КАП в другую сторону, либо отключение ПГ произойдет автоматически действием защиты по повышению давления газа в ББН до 0,23 МПа (2,35 кгс/см²) (изб.).

При отключении петли и ПГ по алгоритму «большая течь» возможный отказ какой-либо арматуры по II или III контурам уже не может оказать какого-либо влияния на развитие ситуации, поскольку в этом случае применяются общие для всей петли меры по снижению давления во II или III контурах: отключается ГЦН II контура и снижается давление газа в ББН до 0,0098–0,0196 МПа (0,1–0,2 кгс/см²) (изб.), отключаются ПЭН с запретом АВР и обеспариваются все модули ПГ со сбросом в ОК ТГ и через СУ ПГ в атмосферу. При отказе в открытии какого-либо ПК М426 сброс среды из III контура обеспечивается за счет открытия двух других ПК М426, а также за счет дополнительного открытия индивидуальных на модулях ПК М401, М445.

При отказе в автоматическом отключении ПГ при повышении давления газа в ББН до 0,23 МПа (2,35 кгс/см²) (изб.) соответствующее отключение ПГ будет обеспечено дистанционно с БЩУ путем воздействия на ключ КАП.

Ситуация с возможным самопроизвольным разрывом мембран УПМ, отказом в разрыве одной из мембран при росте давления газа в ББН до 0,24 МПа (2,5 кгс/см²) (изб.), отказом в срабатывании одного из главных предохранительных клапанов П452, отказом в срабатывании одного из импульсных предохранительных клапанов П452 и отказом в цепи формирования сигнала открытия импульсного клапана П452 рассмотрен выше («Система защиты от превышения давления во II контуре»).

Таким образом, любые отказы элементов и оборудования САЗ могут привести в крайнем случае к отключению петли, в которой произошла межконтурная неплотность ПГ.

За время эксплуатации отказов систем не отмечалось.

Комплексное обследование системы САЗ ПГН-200М, проведенное в 2007 г., показало, что элементы системы имеют удовлетворительное состояние. Система соответствует действующей нормативно-правовой базе, регламентирующей безопасное ведение работ в атомной энерге-

тике. Срок эксплуатации питательных узлов парогенераторов может быть продлен от 10 до 15 лет сверх проектного при режимах и условиях эксплуатации, установленных на момент проведения обследования.

Обнаружение течей на парогенераторах энергоблока БН-600

Обнаружение течей на парогенераторах энергоблока БН-600 осуществляется с помощью штатных систем контроля водорода в натрии (ИВА-1), газовой полости (КАВ-7) и экспериментальных систем, регистрирующих пузырьки водорода в натрии (ИТИ, ИШИТ).

Анализ результатов обнаружения течей, имевших место на установке и в экспериментах по вводу водорода в натриевый контур парогенератора, позволяет сделать оценку эффективности данных систем. Основное внимание уделяется индикаторам водорода в натрии, оказавшимся наиболее эффективными средствами обнаружения течей.

Считается, что течь воды в натрий в ПГ должна быть обнаружена и прекращена до достижения такой степени повреждения, при которой впоследствии оказался бы невозможен ремонт ПГ с выгодными экономическими показателями. Предпочтительным считается прекращение течи на стадии ее развития, когда воздействие на соседние элементы конструкции не достигло такой степени, что требуется ремонт. Для применяемых в настоящее время конструкционных материалов серьезные повреждения наступают при истечении небольших количеств воды. При попадании большого количества воды может возникнуть серьезная проблема с вводом в работу натриевого контура после течи из-за больших времен обнаружения и прекращения течей. Поэтому к системе аварийной защиты ПГ предъявляются жесткие требования по быстродействию.

Практика показала, что большинство течей возникает в сварных швах, трубных досках и процессы разрушения протекают более медленно.

Течи с расходом менее 0,1 г/с практически не воздействуют на соседние элементы, но они способны к саморазвитию в стенке трубы с резким увеличением расхода течи на два-три порядка. Поэтому для обнаружения саморазвивающихся течей требуется высокая чувствительность систем обнаружения течей.

Оценки показывают, что из существующих в настоящее время систем наиболее близкими к требуемым характеристикам обладает система контроля водорода в натрии.

Чувствительность системы с индикаторами ИВА-1 составляет $0,1-0,002 \text{ млн}^{-1}$. Максимальная скорость изменения фоновой кон-

концентрации водорода в натрии при стационарных режимах работы ПГ ($0,05-0,15 \text{ млн}^{-1}$) не превышает $0,01 \text{ млн}^{-1}/\text{ч}$. Это позволяет без особого риска ложной сигнализации течи принять в качестве уставки по темпу роста концентрации водорода в натрии величину $0,02 \text{ млн}^{-1}/\text{ч}$. При этом минимальная величина течи составит $0,015 \text{ г/с}$.

Обнаружение течей на установке БН-600

За весь период эксплуатации на парогенераторе было зарегистрировано 12 случаев межконтурной течи воды в натрий. Основные данные по обнаружению течей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Данные по обнаружению течей

Дата	Модуль	Время выхода на аварийную уставку, мин	Скорость течи, г/с	Количество воды, попавшей во второй контур, кг	Температура закипания, °С	Время очистки, сут
24.06.80	ПП	—	0,02–6	40	300	—
04.07.80	ОП	—	0,1–0,61	17,87	230	—
24.08.80	ПП	4 ИВА-1	0,09–1,5	7	207	—
08.09.80	ОП	5 ИВА-1	0,2–0,3	0,18	175	—
20.10.80	ОП	8 ИВА-1	0,01–0,23	0,78	135	—
09.06.81	ПП	5 ИВА-1 КАВ-7	2	40	335	7
19.01.82	ОП	2 ИВА-1	250	20,3	260	4
22.08.83	ОП	7 ИВА-1	0,03–7	2,77	175	1
06.11.84	ИМ	9 ИВА-1	0–3	1,8	210	2
10.11.84	ПП	— ИВА-1	0,02	0,75	152	1
24.02.85	ОП	5 ИВА-1	0,14	0,73	165	1
24.01.91	ПП	4,5 ИВА-1	4,6	8,3	215	5

В первых пяти случаях процесс их развития был сравнительно медленным: время существования течей данной величины превышало время, характерное для саморазвития течей через дефекты в стенке трубы, что указывало на вероятность возникновения первоначальных течей в местах заделки труб в трубные доски. Об этом свидетельствует также небольшое увеличение расхода воды при течи (в 2–5 раз) в процессе саморазвития (рис. 2.40), в то время как в условиях экспериментов при имитации течи расход воды может возрастать на два-три порядка. Течь была замечена на уровне 0,02 г/с по повышенному темпу роста концентрации водорода в натрии (около 0,03 млн⁻¹/ч). По показаниям ИВА-1 течь 0,02 г/с просуществовала 26 ч, затем в течение 6 ч оставалась на уровне 0,05 г/с и далее 3 ч на уровне 0,09 г/с. Две течи возникли внезапно с довольно большой величины 1–2 г/с. Последняя течь возникла с небольшой величины, но развивалась быстро.

Система КАВ-7 реагировала на течи более 0,1 г/с и почти во всех случаях подтвердила наличие течи с запаздыванием 5 мин по отношению к ИВА-1.

При оснащении ПГ несколькими системами обнаружения течей вопрос о взаимном учете их показаний для принятия решения об отключении секции может возникнуть. При различной чувствительности и быстродействии систем контроля течи это может привести к неоправданной задержке в классификации течи и принятии решения по ее прекращению. Так, при течи 19.01.82 первым появился сигнал ИВА-1 секции 5Б1 (как в последствии оказалось — текущей) о резком росте концентрации водорода. Через 4 мин аналогичные сигналы появились на ИВА-1 других секций этого ПГ. Персонал продолжал анализ исправности индикаторов ИВА-1, ожидая подтверждения течи от системы ИТИ, однако сигнала не последовало. Через 13 мин с момента появления аварийного сигнала на ИВА-1 секции 5Б1 течь успела развиться от 1 до 250 г/с. ПГ был остановлен по алгоритму «большая течь» после возрастания давления в ББН.

В ноябре 1983 г. для проверки эффективности систем были проведены опыты по вводу водорода в натрий на номинальном режиме работы ПГ. В натрий вводили водород только с расходами, эквивалентными расходу воды 0,05–1,35 г/с через дозаторы вентильного типа, смонтированные в камере на входе пароперегревателя и испарителя секции 6 А1. Температура натрия на входе в пароперегреватель составила 510 °С, на входе в испаритель — 440 °С. Индикаторы ИВА-1

отреагировали на все вводы водорода. В первом опыте имитировалась течь 0,05 г/с в течение 5 мин. Индикатор ИВА-1 на секции «с течью» отреагировал через 1,5 мин от начала ввода водорода. Реакция соответствовала расчетному приросту концентрации 0,02 млн⁻¹. Через 5–7 мин (около трех оборотов циркуляции натрия в контуре) отреагировали остальные индикаторы. При вводе водорода с большим эквивалентным расходом 0,25 г/с реакция индикаторов ИВА-1 на неповрежденных секциях наступает через 2 мин (один оборот натрия в петле циркуляции). К началу этих опытов индикаторы ИВА-1 проработали свыше 20 тыс. ч. Несмотря на сравнительно низкие коэффициенты чувствительности (на секции, где имитировались течи, ИВА-1 имел коэффициент чувствительности 27 мкА/млн⁻¹, на остальных — от 20 до 30 мкА/млн⁻¹), в отсутствие токов шумов чувствительность по водороду в натрии была не хуже 0,01 млн⁻¹, при этом уверенно обнаруживаются течи $\geq 0,05$ г/с и «текущая» секция.

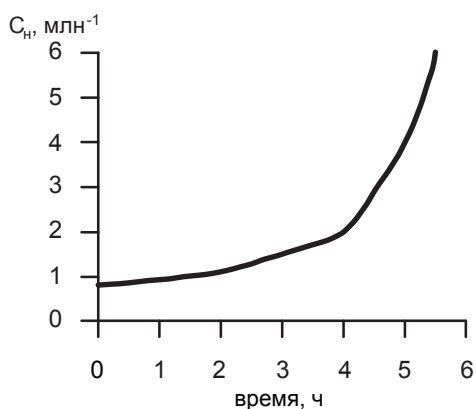


Рис. 2.40. Изменение концентрации водорода в натрии при течи

Вопросы для повторения

1. Объясните, как определяется максимальное давление в I контуре реакторов с водой под давлением.
2. Нарисуйте t, Q -диаграмму ПГ, обогреваемого натриевым теплоносителем и вырабатывающего перегретый пар и пар промежуточного перегрева.
3. Какими способами может быть осуществлен ввод поверхности теплопередачи в корпус ПГ?
4. Какую конструкцию ПГ называют интегральной?
5. В каком диапазоне лежит оптимум по давлению перегретого пара на АЭС с РБН?

6. Опишите конструкцию парогенератора АЭС «Феникс».
7. Опишите первоначальную конструкцию секции испарителя ПГ БН-350.
8. Какие типы ПГ прошли испытания на БОР-60 за весь период его эксплуатации?
9. Каковы преимущества «обратного» натриевого ПГ?
10. Опишите включение ПГН-200М по III контуру.
11. Каково назначение бака буферного натриевого (ББН), входящего в состав ПГН-200М?
12. Опишите конструкцию модули испарителя ПГН-200М.
13. Каково отличие модуля промпароперегревателя от модуля основного пароперегревателя ПГН-200М?
14. Каковы основные требования к конструкции ПГ РУ БН-1200?
15. С помощью каких систем осуществляется обнаружение течей на парогенераторах энергоблока БН-600?

3. ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ В ПАРОГЕНЕРАТОРАХ

3.1. Физико-химические процессы

3.1.1. Общие положения

Основными физико-химическими процессами, протекающими в ПГ, являются: коррозия конструкционных материалов; переход продуктов коррозии в теплоноситель и рабочее тело; выпадение на поверхностях теплообмена, в арматуре и трубопроводах примесей, содержащихся в теплоносителе и рабочем теле; унос примесей рабочим паром и т. д.

Совокупность и характер протекания физико-химических процессов в контурах ПГ различны. В I контуре они определяются видом теплоносителя и его параметрами. Для большинства теплоносителей практическое значение для эксплуатации ПГ и его арматуры имеют только коррозионные процессы. При этом одинаково пристальное внимание необходимо обращать как на местную коррозию (язвенная, щелевая, межкристаллитная, под напряжением и др.), так и на общую. Механизм и закономерности процессов коррозии характеризуются большой сложностью, особенно в условиях высоких температур и ионизирующего излучения.

Из рассмотренных теплоносителей наибольшей коррозионной активностью обладает вода. Органические теплоносители и газы при умеренных температурах практически коррозионно-инертны. Газы при высоких температурах довольно энергично взаимодействуют со сталями, что снижает допустимую температуру их применения и требует перехода от малолегированных марок сталей к высоколегированным.

Взаимодействие жидкометаллических теплоносителей с материалами изучено еще недостаточно. Имеющиеся экспериментальные данные свидетельствуют о необходимости применения для жидкого натрия при температурах выше 600 °С высоколегированных сталей. При этом процесс взаимодействия жидкого натрия с металлами усиливается при наличии в нем оксидов, а также с ростом скорости движения.

В связи с тем, что I контур ПГ непосредственно связан с реактором, особое внимание должно быть обращено на предотвращение коррозионных процессов, дающих заметный выход продуктов коррозии в теплоноситель.

Физико-химические процессы, протекающие в пароводяном тракте ПГ, отличаются значительно большим разнообразием и большей сложностью. Несмотря на восполнение утечек пароводяного контура обессоленной водой и многоступенчатую деаэрацию питательной воды, вода на входе в ПГ содержит определенное количество (хотя и небольшое) минеральных и газообразных примесей. Источниками поступления их в питательную воду являются присосы охлаждающей воды в конденсаторе, проскоки в системе подготовки добавочной воды и коррозионные процессы в конденсатном и питательном трактах, а также в самом ПГ. В общем случае питательная вода любого ПГ на входе в экономайзер — раствор некоторых твердых и газообразных веществ, содержащий коллоидные и твердые частицы.

При парообразовании происходит упаривание растворов, и при определенных паросодержаниях и характеристиках пароводяной смеси начинается выпадение накипи на поверхностях теплообмена испарителя. Другой физико-химический процесс, также тесно связанный с гидродинамикой, — унос примесей воды с насыщенным паром в пароперегреватель и далее в паровую турбину.

В ПГ с многократной циркуляцией имеют место две разновидности уноса примесей с паром. Одна из них представляет собой механический унос частичек влаги, а другая — унос веществ, растворимых в паре. В прямоточных ПГ с паром уносятся примеси веществ, растворимых в нем. Унос примесей воды паром вместе с ее частичками является сложным сочетанием физико-химических и гидродинамических явлений. Несмотря на то что этот вид уноса наиболее изучен, борьба с ним довольно сложна, особенно при высоких параметрах и больших производительностях ПГ. Изучение второго вида уноса началось сравнительно недавно, но к настоящему времени благодаря работам

советских исследователей (МЭИ, ЭНИН им. Г. М. Кржижановского и др.) достигнуты определенные успехи, позволяющие создавать для ПГ условия, практически обеспечивающие заданное качество пара. Коррозионные процессы в пароводяного контуре протекают в более сложных условиях вследствие взаимодействия металла с растворами разных составов и концентраций.

3.1.2. Исследования загрязненности модулей ПГ Н-272

Для достижения проектных характеристик ПГ Н-272 энергоблока БН-800 проводились исследования загрязненности модулей ПГ, целью которых являлось определение характера и степени загрязнения теплообменных поверхностей.

В рамках исследования модулей проводился:

- ◇ осмотр внутренней и наружной поверхности ТОТ и внутренней поверхности верхних и нижних пароводяных камер модулей, с фото- и видеофиксацией;
- ◇ снятие отложений с поверхности верхней и нижней камеры испарителя и верхней камеры пароперегревателя;
- ◇ извлечение наиболее загрязненных ТОТ из модуля испарителя по результатам осмотра;
- ◇ определение состава и толщины отложений;
- ◇ механическая очистка 100 % ТОТ испарителя со сбором отложений с их внутренних поверхностей.

3.1.3. Осмотр внутренней и наружной поверхности ТОТ и внутренней поверхности верхних и нижних пароводяных камер модулей ПГ

Результаты осмотра внутренней и наружной поверхностей теплообменных труб и пароводяных камер приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Результаты осмотра поверхности ТОТ и пароводяных камер модулей ПГ

Наименование части ПГ	Результат	Комментарий
Наружная поверхность		
ТОТ испарителя и пароперегревателя	Повреждения и искривления отсутствуют	Поверхности серые матовые с белым налетом, характерным для окислов натрия

Продолжение табл. 3.1

Наименование части ПГ	Результат	Комментарий
ТОТ после продольной разрезки образцов	Эксплуатационных повреждений нет	ТОТ изготовлена из трубы $\varnothing 16 \times 3$ мм (сталь 10Х2М)
Внутренняя поверхность		
Нижняя камера испарителя	<p>1. Наличие отложений в виде рыхлого налета темно-бурого цвета, плотно прилегающего ко всем внутренним поверхностям и деталям, в основном ровным слоем, а в отдельных местах присутствуют бугорки.</p> <p>2. Сухой налет при механическом воздействии разрушается и преобразуется в мелко-дисперсный порошок.</p> <p>3. В застойных зонах в месте захода направляющего бурта крышки в налете присутствуют твердые частицы размером до 0,5 мм</p>	<p>Под налетом отсутствуют коррозионные повреждения.</p> <p>Химический анализ отложений показал, что ~100 % примесей составил оксид железа Fe_2O_3</p>
Верхняя камера испарителя	На всех внутренних поверхностях и на поверхности диафрагмы со стороны III контура обнаружен незначительный налет темно-бурого цвета	<p>Под налетом отсутствуют коррозионные повреждения.</p> <p>Химический анализ отложений показал, что ~100 % примесей составил оксид железа Fe_2O_3</p>
ТОТ испарителя	С помощью эндоскопа выявлено незначительное присутствие темно-бурого налета	<p>Было осмотрено 92ТОТ по всей длине теплообменной поверхности.</p> <p>Химический анализ отложений показал, что более 95 % примесей составляет оксид железа Fe_2O_3</p>

Окончание табл. 3.1

Наименование части ПГ	Результат	Комментарий
ТОТ пароперегревателя	С помощью эндоскопа выявлено, что все осмотренные трубки покрыты тонкой равномерной пленкой темно-бурых отложений	Объем исследованных ТОТ в соответствии с программой составил 10 %
ТОТ после продольной разрезки образцов	С помощью стереомикроскопа и микроскопа выявлено: <ul style="list-style-type: none"> ◇ верхние участки внутренней поверхности ТОТ покрыты плотным пассивирующим слоем окислов темно-серого цвета; ◇ на нижних участках внутренней поверхности ТОТ наблюдаются рыхлые отложения бурого цвета 	

3.1.4. Снятие отложений с поверхности верхней и нижней камеры испарителя и верхней камеры пароперегревателя

По результатам исследования поверхностей верхней и нижней камеры испарителя и верхней камеры пароперегревателя было установлено, что максимальная удельная загрязненность составляет $11,5 \text{ г/м}^2$. Отложения состоят на 92–96 % из железа и легко снимаются, а после снятия поверхность блестящая, но наблюдаются незначительные риски и точечные коррозионные дефекты.

Следует отметить, что теплогидравлический расчет ПГ допускает удельную загрязненность 104 г/м^2 , поэтому полученный результат $11,5 \text{ г/м}^2$ практически не оказывает влияния на процессы теплопередачи от II контура к III.

3.1.5. Исследования ТОТ, извлеченной из модуля испарителя

В рамках обследования модулей проводился:

- ◇ визуальный осмотр внешней поверхности всех фрагментов ТОТ;
- ◇ разрезка фрагментов ТОТ вдоль образующей (без применения охлаждающей жидкости);
- ◇ визуальный осмотр внутренней поверхности разрезанных фрагментов;
- ◇ металлографический анализ;
- ◇ оценка удельной загрязненности внутренней поверхности ТОТ;
- ◇ анализ состава отложений с внешней поверхности ТОТ.

Для проведения работы по исследованию ТОТ была извлечена из центральной части испарителя одна трубка (рис. 3.1).

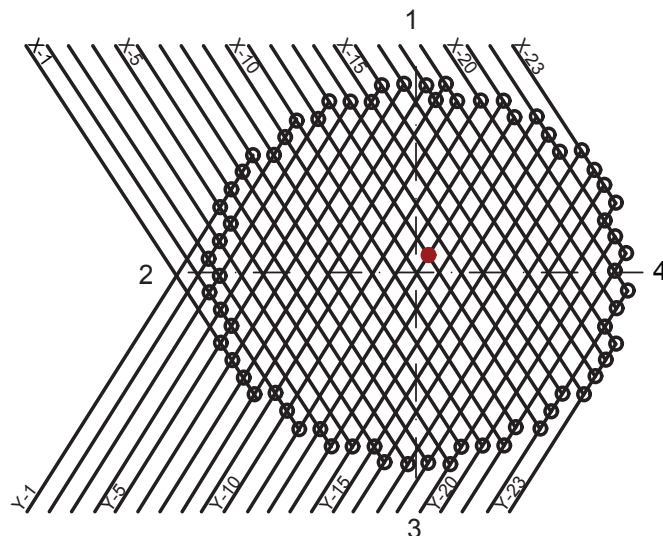


Рис. 3.1. Расположение извлеченной ТОТ на координатной сетке нижней трубной доски испарителя

3.1.6. Визуальный осмотр элементов теплопередающей поверхности ПГ

Внешний осмотр показал, что поверхность ТОТ без видимых дефектов, цвет меняется по длине от стального (со стороны верхней трубной доски) до темно-серого (со стороны нижней трубной доски) (рис. 3.2).

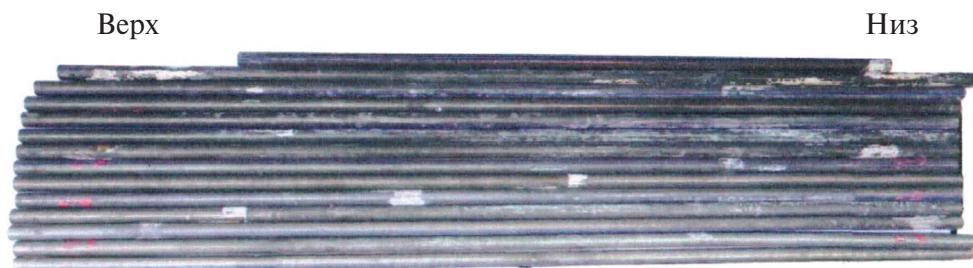


Рис. 3.2. Внешняя поверхность ТОТ

После извлечения ТОТ была разрезана на фрагменты длиной ≈ 1 м (рис. 3.3).



Рис. 3.3. Схема разрезки и маркировки фрагментов ТОТ

Результаты внешнего обследования наиболее загрязненных фрагментов ТОТ:

Зона подогрева	Имеют место участки, покрытые слоем окислов натрия рыжего цвета		Фото, сделанное главным конструктором
			Фото, сделанное после извлечения ТОТ из испарителя на площадке АЭС

3.1.7. Визуальный осмотр внутренней поверхности фрагментов ТОТ

После продольной разрезки ТОТ был выполнен осмотр внутренней поверхности. Результаты осмотра с учетом зон теплообмена (рис. 3.4) приведены в табл. 3.2.

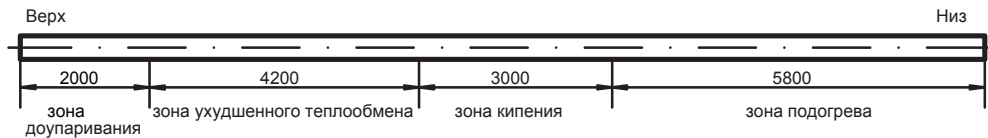














Рис. 3.4. Распределение температурных зон по длине ТОТ (в мм)

Таблица 3.2


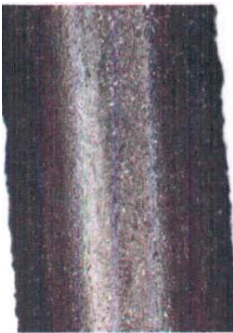



Результаты осмотра внутренней поверхности разрезанных фрагментов ТОТ

Зона теплообмена	№ фрагмента	Фото, полученное на площадке Белоярской АЭС	Результат	Фото представителей главного конструктора	Результат
Доупаривания	1–2		Пассивированная поверхность, блестящая, темно-серого цвета		Металл темно-графитового цвета, покрытый буро-рыжими единичными бугорками и полостями отложений
	2–3				
	3–4				
Ухудшенного теплообмена					





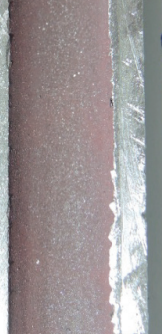
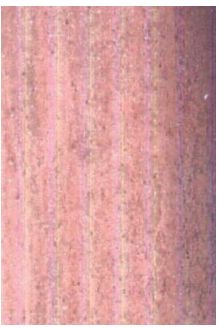
Продолжение табл. 3.2

Зона теплообмена	№ фрагмента	Фото, полученное на площадке Белоярской АЭС	Результат	Фото представителей главного конструктора	Результат
Ухудшенного теплообмена	4–5		Пассивированная поверхность, блестящая, темно-серого цвета		Металл темного графитового цвета, покрытый буро-рыжими единичными бугорками и полостями отложений
	5–6		Пассивированная поверхность, отмечены точечные дефекты, размеры которых не превышают 0,1 мм		
	6–7				







Продолжение табл. 3.2

Зона теплообмена	№ фрагмента	Фото, полученное на площадке Белоярской АЭС	Результат	Фото представителей главного конструктора	Результат
Кипения	7–8		На пассивированной поверхности отмечаются бурые отложения пятнами длиной ~20 мм с шагом ~30 мм, точечные дефекты	 	Зона перехода от темно-графитового цвета до бурого (кирпичного) с налетом влаги
	8–9		Бурые пятна с шагом 10–15 мм, точечные дефекты		Слой отложений бурого цвета. Участки с неравномерным распределением отложений, вплоть до их отсутствия

Продолжение табл. 3.2

Зона теплообмена	№ фрагмента	Фото, полученное на площадке Белоярской АЭС	Результат	Фото представителей главного конструктора	Результат
Кипения	9–10		100 % поверхности равномерно покрыто бурыми отложениями		Равномерный слой рыхлых отложений буро-рыжего (кирпичного) цвета. Имеют место участки «сбивания» отложений (повидимому, трубкой эндоскопа)
	10–11		Рыхлые отложения бурого цвета. Визуально определяется как наиболее загрязненный участок		Равномерный слой отложений буро-рыжего цвета. Местами имеются участки с просматривающейся поверхностью металла
Подогрева	11–12		Отложения бурого цвета, в направлении к 12 м толщина отложений уменьшается		Равномерный слой буро-рыжего цвета

Окончание табл. 3.2

Зона теплообмена	№ фрагмента	Фото, полученное на площадке Белоярской АЭС	Результат	Фото представителей главного конструктора	Результат
Подогрева	12–13		Отложения бурого цвета		Равномерный слой буро-рыжего цвета
	13–14				
	14–15				Равномерный слой отложений буро-рыжего цвета, с небольшим бугорковым отложением

После снятия отложений практически по всей длине ТОТ выявлены продольные прерывистые риски (рис. 3.5), характер происхождения которых не определен. Глубина указанных дефектов настолько мала, что они не выявляются при металлографическом контроле поперечных шлифов.

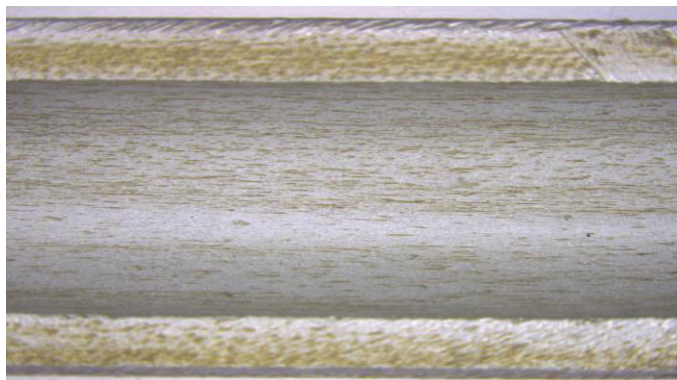


Рис. 3.5. Продольные прерывистые риски после снятия отложений на ТОТ

Сравнение результатов, полученных на площадке Белоярской АЭС и главным конструктором, приведено в табл. 3.3.

Таблица 3.3

**Сравнение результатов исследования отложений на фрагментах ТОТ
Белоярской АЭС и представителей главного конструктора**

Зона теплообмена	Результат Белоярской АЭС	Результат главного конструктора
Доупаривания	По всему периметру продольные отложения на внутренней поверхности ТОТ	Единичные полосы отложений по периметру внутренней поверхности ТОТ
Ухудшенного теплообмена	Примерно схожи	
Кипения	Многочисленные рыхлые бугорковые отложения, равномерно распределенные по всему внутреннему периметру	Поверхность отложений сглажена, имеются единичные «сбитые» бугорки
Подогрева	Примерно схожи	

В целом по результатам обследования внешней и внутренней поверхности ТОТ модуля испарителя поступила к главному конструктору с меньшими отложениями, нежели это было зафиксировано при видеосъемке на Белоярской АЭС — часть отложений была утеряна при извлечении, разрезке и перемещении ТОТ.

3.1.8. Металлографический анализ и оценка удельной загрязненности внутренней поверхности ТОТ

С помощью металлографического исследования были определены:

- ♦ толщина стенки;
- ♦ толщина оксидной пленки (ОК) на внутренней поверхности ТОТ;
- ♦ толщина отложений на внутренней поверхности ТОТ.

Результаты исследования приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Результаты металлографического исследования ТОТ

№ фрагмента	Толщина оксидной пленки, мкм	Толщина отложений, мкм
1–2	16	от 3 до 7
2–3	от 13 до 17	от 3 до 8
3–4	15	от 4 до 8
4–5	от 9 до 15	от 3 до 10
5–6	до 15	от 3 до 10
6–7	до 11	от 3 до 10
7–8	от 0 до 15 (происходит разрушение оксидной пленки, местами отсутствует полностью)	от 3 до 15
8–9		от 0 до 20
9–10		от 20 до 140
10–11		от 20 до 130
11–12		от 20 до 100
12–13	от 9 до 12	от 10 до 80
13–14	от 3 до 10	от 10 до 80
14–15	от 3 до 10	от 10 до 80

Результаты исследования подтвердили, что толщина стенок фрагментов ТОТ лежит в пределах проектных значений.

Оксидная пленка имеется по всей длине ТОТ, за исключением зоны подогрева и зоны кипения, в которых имеются локальные участки, на которых происходит разрушение оксидной пленки (рис. 3.6).

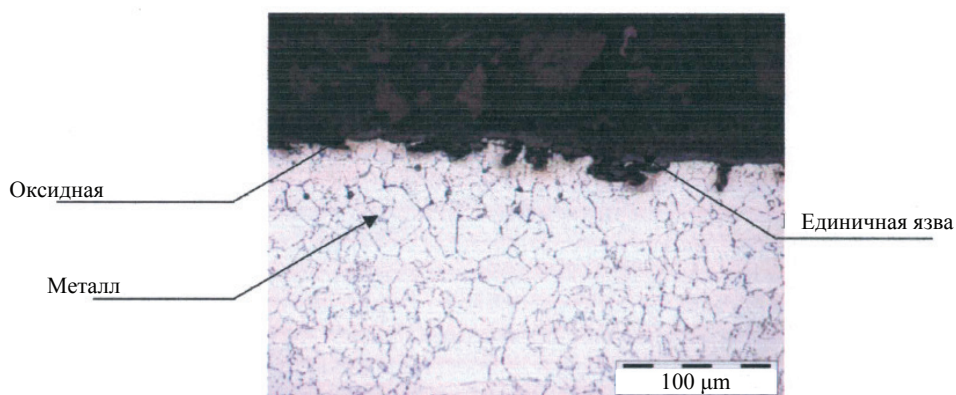


Рис. 3.6. Разрушение оксидной пленки и зарождение единичных язв на фрагменте 9–10 ТОТ ($\times 500$)

Наибольшая толщина рыхлых отложений была зафиксирована в зоне подогрева и в зоне кипения. Максимальная толщина отложений составляла порядка 140 мкм (рис. 3.7).

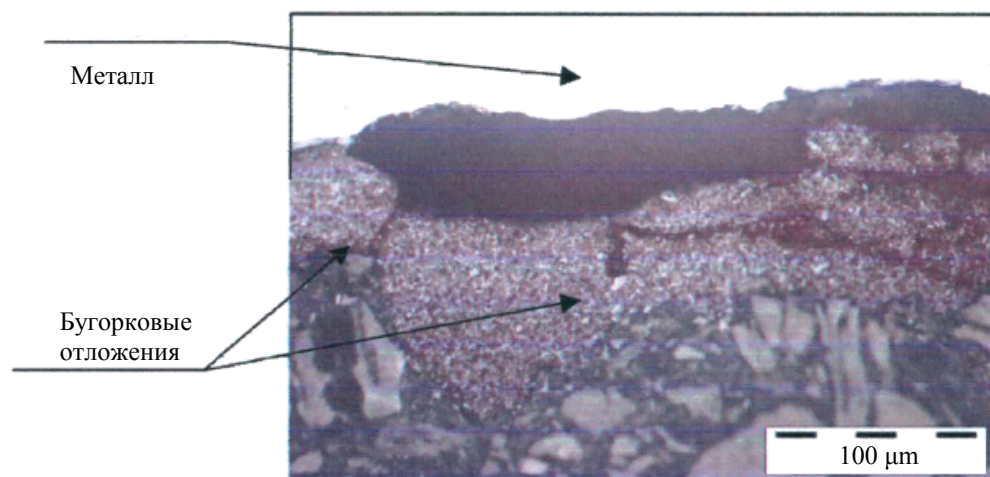


Рис. 3.7. Бугорковые отложения высотой до 137 мкм на участке 9–10 ($\times 500$)

Удельная оценка загрязненности на внутренней поверхности ТОТ была проведена на наиболее загрязненных фрагментах ТОТ в зоне подогрева и в зоне кипения. Результаты представлены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

**Результаты оценки удельной загрязненности
наиболее загрязненных фрагментов ТОТ**

№ фрагмента	Зона теплообмена	Удельная загрязненность, г/м ²
8–9	Зона кипения	8,29
9–10		9,12
10–11	Зона подогрева	16,61
11–12		14,11

3.1.9. Анализ состава отложений с внешней поверхности ТОТ

В табл. 3.6 приведен состав окислов натрия по результатам исследования.

Таблица 3.6

Состав окислов натрия

Наименование показателя	Нормы технических требований (ОСТ 95 10582—2003)			Значения исследованных отложений, % масс
	Массовая доля, %			
	Период поставки натрия на АЭС	Период эксплуатации АЭС		
		I контур	II контур	
Содержание общей щелочности в пересчете на натрий, не менее	99,7	99,7	99,7	—
Калий, не более	0,1	0,1	0,1	0,171
Кальций, не более	0,001	0,001	0,001	0,022
Углерод, не более	0,003	0,003	0,003	не определялось
Хлориды, не более	0,003	0,003	0,003	
Азот, не более	0,001	0,001	0,001	
Железо, не более	0,005	0,005	0,005	1,361
Кремний, не более	0,001	0,001	0,001	0,267
Висмут, не более	0,001	0,001	0,001	0,0003
Олово, не более	0,002	0,002	0,002	0,0006
Кислород, не более	0,005	0,001	0,001	не определялось
Водород, не более	—	0,00005	0,00005	

Результаты исследования состава окислов натрия показали:

- ♦ наличие повышенного содержания К, Са и Si в отложениях ТОТ, что свидетельствует либо об интенсивном процессе накопления

примесей из натрия в виде окислов на поверхности нижней части трубного пучка модуля испарителя, либо о наличии значительного количества примесей указанных элементов в натрии II контура;

- ◇ наличие повышенного содержания Fe, что связано с попаданием его в окислы при механической очистке отложений и не является показательным;
- ◇ присутствие в составе отложений Mn в количестве 0,31 % масс.

По результатам исследований загрязненности модулей ПГ установлено:

1. На внешней поверхности ТОТ:

- ◇ Повреждения не обнаружены.
- ◇ В зоне нижней натриевой камеры обнаружены участки поверхности ТОТ, покрытые слоем окислов натрия. В составе окислов присутствует повышенное количество K, Ca и Si, а также Mn, который не оговаривается требованиями ОСТ 95 10582—2003 «Натрий реакторной чистоты для реакторов БН. Технические требования и методы контроля примесей», на основе чего можно предположить, что это способствует ухудшению теплообмена между II и III контуром.

2. На внутренней поверхности ТОТ:

- ◇ Имеются продукты коррозии.
- ◇ Отложения от сплошных бугорковых в зонах подогрева и кипения до отдельных мелких пятен и полос в зонах ухудшенного теплообмена и доупаривания.
- ◇ Максимальная удельная загрязненность отложений в зоне подогрева составляет 16,61 г/м².
- ◇ Максимальная толщина отложений в зоне кипения составляет 140 мкм (рис. 3.8).
- ◇ Толщина оксидной пленки увеличивается в направлении от зоны подогрева (до 10 мкм) к зоне доупаривания (до 16 мкм).
- ◇ В зоне подогрева обнаружены участки с разрушением оксидной пленки и образованием единичных язв глубиной до 25 мкм.
- ◇ Толщина стенки фрагментов ТОТ лежит в пределах проектных значений.

3. Сравнительный анализ данных, полученных при исследовании внутренней поверхности ТОТ до извлечения, показал примерное сходство характера отложений.

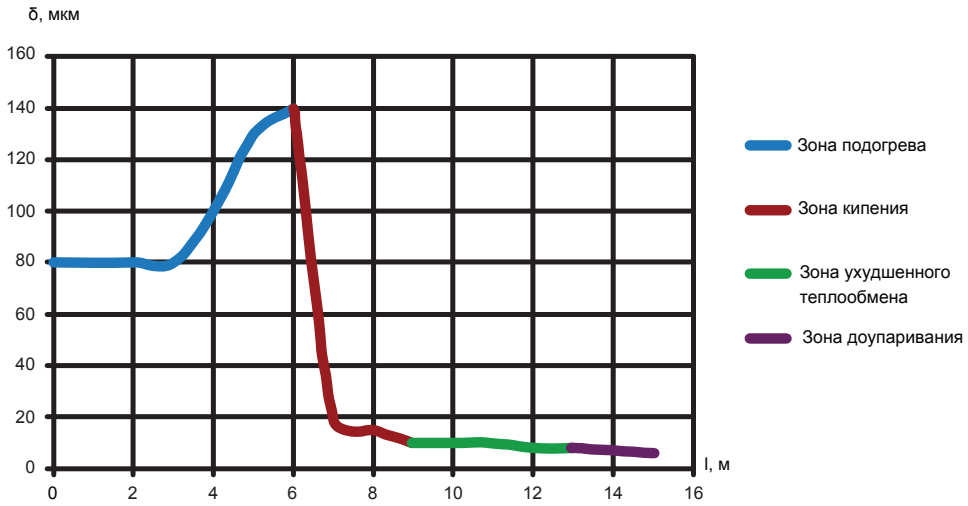


Рис. 3.8. Зависимость максимальной толщины отложений от зоны теплообмена ТЭН Н-272

3.2. Теплообмен в парогенераторах

3.2.1. Общие сведения

Процессы теплообмена и гидродинамики определяют технико-экономическое совершенство и надежность ПГ. Конкретные условия их протекания весьма разнообразны и определяются видом и параметрами рабочей среды и теплоносителя. Во всех элементах ПГ передача тепла от теплоносителя к тепловоспринимающей стенке поверхности теплообмена и от теплоотдающей стенки к рабочему телу осуществляется конвективной теплоотдачей.

При омывании поверхности теплообмена высокотемпературными многоатомными газами (CO_2) имеет место и теплоотдача через излучение, однако ее вклад в перенос тепла по сравнению с конвективной невелик. Интенсивность конвективной теплоотдачи для данной геометрии поверхности определяется физическими параметрами вещества и гидродинамикой потока. Как при продольном, так и при поперечном обтекании однофазной средой поверхностей теплообмена существуют, в зависимости от гидродинамического режима, три области с различными закономерностями теплообмена: ламинарного течения, развитого турбулентного течения и переходная.

При продольном обтекании границы этих областей характеризуются следующими значениями числа Рейнольдса: $Re < 2300$ — область ламинарного течения, $2300 < Re < 10000$ — переходная область и $Re > 10000$ — область развитого турбулентного течения. При поперечном обтекании пучков эти границы существенно изменяются, в частности, ориентировочно можно считать, что турбулентное течение имеет место при $Re > 10^5$.

Наиболее высокая интенсивность теплообмена соответствует турбулентному режиму. Поэтому для ПГ следует ориентироваться прежде всего на турбулентное течение. Закономерности теплообмена и гидродинамики при движении в поверхностях нагрева однофазных сред изучены хорошо. При расчете многих практических задач серьезных затруднений не встречается. Это положение пока еще нельзя распространить на случай натриевого теплоносителя. В реальных теплообменниках довольно часто наблюдаются существенные расхождения расчетных и достигнутых интенсивностей теплообмена. Нет еще окончательных рекомендаций по учету теплоотдачи излучением для чистых многоатомных газов (CO_2) при высоких давлениях и температурах. За последнее десятилетие достигнуты большие успехи в изучении теплообмена и гидродинамики при движении двухфазных пароводяных потоков, позволившие получить удовлетворительные рекомендации по расчету теплообмена и гидродинамики в испарительных поверхностях.

Однако проблемы двухфазных потоков решены далеко не полностью. Практически отсутствуют теоретические представления о механизме процессов теплообмена и гидродинамики, а следовательно, достаточно обоснованные и точные расчетные зависимости для всего диапазона изменения характеристик двухфазной среды в различных испарительных поверхностях. Сложность теоретического и экспериментального исследований двухфазных потоков применительно к ПГ усугубляется движением через большое число параллельно включенных каналов с непрерывным изменением плотности, распределения фаз по сечению потока и других параметров. Вместе с тем следует иметь в виду также наличие в пароводяном потоке растворенных веществ и взвешенных частиц, влияющих на процессы тепло- и массообмена. ПГ представляют собой теплообменники, непрерывно действующие в течение длительного времени и обеспечивающие постоянство параметров. Пуски, остановки и переход на частичные нагрузки про-

водятся по специально разработанным режимам. Однако в процессе работы при постоянных средних характеристиках всей поверхности теплообмена имеют место более или менее выраженные нестационарные процессы в отдельных трубках или каналах. В водяном экономайзере могут иметь место пульсации температуры стенки, вызываемые пульсациями расхода воды или ее температуры на входе. Подобные пульсации, но еще более четко выраженные, могут быть в стенках труб поверхности теплообмена, обогреваемых жидкими металлами. В испарительных поверхностях при подаче в них воды, недогретой до t_s , при определенных условиях наблюдается межвитковая пульсация расходов, что может привести к возникновению нестационарных границ перехода потока из одной зоны в другую. Уровень знания этих процессов еще не позволяет точно рассчитать их даже для относительно простых случаев.

В некоторых парообразующих поверхностях, а также в сепарационных системах имеет место безнапорное движение двухфазной среды, называемое барботажем. Барботажное движение отличается от напорного отсутствием расхода водной фазы. Однако, несмотря на более простую модель этого вида движения, его закономерности также до настоящего времени окончательно не выявлены. Сложное гидродинамическое явление представляет собой и процесс осушки пара, для которого также нет точного теоретического описания, а надежные эмпирические закономерности не охватывают случаев очень высоких производительностей испарителей. Следует иметь в виду специфику процессов теплообмена и гидродинамики в области около- и закритического состояния рабочего тела. Если в настоящее время ядерная энергетика не имеет установок с закритическими параметрами, то будущее развитие ее, несомненно, будет идти и по пути достижения этих параметров.

3.2.2. Теплообмен при движении однофазных сред

Совокупность методов аналитических исследований и теории подобия позволила получить для расчета теплообмена при движении однофазных сред обоснованные и надежные закономерности. В зависимости от физических свойств теплоносителей эти закономерности по функциональной связи определяемого и определяющих критериев делятся на две группы. Для жидких металлов расчетная зависимость может быть записана в виде

$$\text{Nu} = A + B \cdot (\text{Pe})^k. \quad (3.1)$$

Общая закономерность для всех остальных однофазных теплоносителей

$$\text{Nu} = C \cdot \text{Re}^n \cdot \text{Pr}^m, \quad (3.2)$$

где A, B, c, k, n, m — постоянные безразмерные числа;

Nu , Re , Pe и Pr — критерии подобия (Нуссельта, Рейнольдса, Пекле и Прандтля соответственно).

Различная функциональная связь критериев в (3.1) и (3.2) соответствует особенностям механизма передачи тепла жидкими металлами и неметаллическими теплоносителями. Благодаря большим значениям коэффициента теплопроводности (λ) жидких металлов и соответственно малым Pr молекулярная теплопроводность не только определяет передачу тепла вблизи стенки, но и вносит большой вклад в этот процесс в зоне развитого турбулентного ядра потока. Физические константы, входящие в критерии, зависят от температуры среды, что должно учитываться при выборе их из таблиц. Соответствующая температура представляет собой усредненную величину как по сечению канала, так и по его длине. Теплообмен в ПГ происходит в различных гидродинамических условиях, обусловливаемых скоростью течения и формой каналов. Эти факторы влияют не только на значение Re , входящего в критериальные формулы, но и на вид самих формул.

В соответствии с этим теплообмен при продольном обтекании (в том числе и внутри труб) описывается расчетными зависимостями, отличающимися от применяемых для поперечного обтекания. Критериальные зависимости являются эмпирическими и справедливы только в той области изменения определяющих параметров, в которой они подтверждены достоверными экспериментальными данными. Для расчета коэффициента теплообмена (теплоотдачи) при развитом турбулентном течении среды в трубах и продольно омываемых каналах ($\text{Re} > 10^4$) следует пользоваться формулой, предложенной М.А. Михеевым:

$$\text{Nu} = 0,021 \cdot \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43} \cdot C_i \cdot C_r.$$

Коэффициент C_i представляет собой поправку, учитывающую изменение физических свойств среды при варьировании ее температуры, для капельных жидкостей

$$C_t = (Pr_{ж}/Pr_{ст})^{0,25}.$$

Для воды при температурах среды (жидкости) более 200 °С $C_t = 1$. На газы данная поправка не распространяется.

Поправка C_t учитывает отношение длины теплообменной трубки (l) к ее диаметру (d). При $l/d > 50$ коэффициент $C_t = 1$.

3.2.3. Теплообмен при кипении

Процесс кипения относится к одному из видов фазового превращения веществ, протекающих с поглощением тепла. Следовательно, этот процесс характерен только для пароводяного контура ПГ. Кипение воды — основной процесс в ПГ, в результате которого вырабатывается необходимое количество водяного пара, используемого затем в турбине. Помимо испарителя кипение может быть и в выходных по воде участках водяного экономайзера (кипящий экономайзер). В зависимости от принятой схемы омывания поверхности теплообмена кипение может происходить в трубах и межтрубном пространстве. Во всех кипящих экономайзерах и испарителях с принудительной циркуляцией кипение происходит при вынужденном движении пароводяной смеси с существенными ее скоростями. В поверхностях теплообмена испарителей с естественной циркуляцией также имеет место движение обеих фаз. Но гидродинамические условия в таких испарителях в большей степени зависят от конструкционного оформления. В испарителях с вынесенным сепарационным объемом происходит направленное движение двухфазного потока, характеризующееся определенными скоростями в каждом сечении. Гидродинамика в испарителях с совмещенным сепарационным объемом иная, она ближе к гидродинамике безнапорного (барботажного) процесса. Расход водной фазы здесь отсутствует. Образующиеся на стенках поверхности теплообмена паровые пузыри переходят в водяной объем и при подъемном движении объединяются в паровые струи. Паровые пузыри и струи увлекают в подъемное движение воду. На место увлеченной из данного сечения массы воды поступает такое же количество ее из опускных потоков, которые наиболее интенсивны в областях, прилегающих к стенкам корпуса. Расход воды по сечению в среднем равен нулю. По этой характеристике процесс кипения в погруженных поверхностях теплообмена при безнапорном движении аналогичен кипению в большом объеме. Но непрерывное нарастание паросодержания по высоте сближает его с кипением в условиях вынужденного движения. В за-

зависимости от конкретных схем и параметров ПГ в испарителях будут существовать различные условия гидродинамики, разные структуры двухфазных потоков. Все это, безусловно, влияет на интенсивность теплоотдачи к кипящей воде. При напорном движении следует иметь в виду и возможность возникновения на поверхности теплообмена так называемого поверхностного кипения, характеризуемого парообразованием на стенке при недогреве ядра потока до t_s . Закономерности и интенсивность теплоотдачи при этом виде кипения и при кипении воды, догретой до t_s , отличаются друг от друга. Однако площадь участка с поверхностным кипением, как правило, невелика.

В настоящее время отсутствует хорошо обоснованная теория процесса кипения. Для расчета теплоотдачи предложено большое число различных полуэмпирических и чисто эмпирических формул. Обилие формул создает определенные трудности для расчета испарителей, особенно при принудительном движении двухфазных потоков. Проведенная в МЭИ специальная работа для выявления наиболее рациональных методов расчета подтвердила существование сложного влияния скорости, паросодержания, геометрии каналов и других факторов на интенсивность теплообмена. Однако при этом было установлено, что влияние их в большинстве случаев, представляющих интерес для ПГ, невелико. В связи с этим для расчета коэффициентов теплоотдачи при кипении в межтрубном пространстве любых испарителей с естественной циркуляцией целесообразно использовать формулы, полученные для кипения в большом объеме.

Из эмпирических формул, дающих простую зависимость между основными параметрами для условий кипения в большом объеме, следует пользоваться формулой ЦКТИ:

$$\alpha = 4,32 \cdot (p^{0,14} + 1,28 \cdot 10^{-2} \cdot p^2) \cdot q^{0,7}.$$

Проведенный анализ экспериментальных данных по теплоотдаче при кипении потока воды показал, что существует влияние режимных и геометрических параметров. Но совокупное влияние для пузырькового кипения, где $\alpha \sim q^{0,7}$, таково, что все экспериментальные данные по коэффициенту теплоотдачи при напорном движении кипящей жидкости располагаются в сравнительно узкой области, определяемой следующими границами:

$$0,5 \cdot \alpha_{6,0} < \alpha < 1,2 \cdot \alpha_{6,0},$$

где $\alpha_{6,0}$ — коэффициент теплоотдачи при кипении в большом объеме.

Для расчета коэффициента теплоотдачи на кипящем участке можно использовать упрощенную зависимость:

$$\alpha = 2,5 \cdot q^{0,7} \cdot P^{0,2}.$$

3.2.4. Ухудшенный теплообмен

Явление ухудшения теплоотдачи в зависимости от конкретных значений режимных параметров имеет место при различных относительных энтальпиях потоков. В условиях, характеризующихся для ПГ с жидкометаллическим обогревом, ухудшение теплоотдачи происходит обычно при паросодержаниях, соответствующих переходу от дисперсно-кольцевого к дисперсному режиму течения. Расчет коэффициентов теплоотдачи в этой области вызывает определенные трудности, связанные со сложностью физических процессов, с существенным влиянием погрешности расчета α_{yx} на точность всего теплового расчета ПГ из-за решающего вклада именно этой составляющей в общий коэффициент теплопередачи (протяженность зоны ухудшенного теплообмена в ПГ с ЖМТ составляет более 40 % общей поверхности испарителя).

К настоящему времени накоплен обильный экспериментальный материал, на основании которого сложилось вполне определенное представление о закризисном (ухудшенном) теплообмене при дисперсном течении парожидкостной смеси. Дисперсный поток в закризисной зоне является термически неравновесным, а температура теплоотдающей поверхности определяется несколькими процессами: конвективной теплоотдачей к пару, испарением капель, выпадающих на стенку, а также в ядре потока, и излучением. Истинные параметры потока зависят от совокупного действия процессов теплообмена в ядре потока и на поверхности канала. При достаточно больших скоростях потока ($\rho\omega \geq 1500 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$) неравновесность потока незначительна, и для описания теплообмена в закризисной зоне используется соотношение конвективного типа. Для описания этого режима широкое распространение получила формула Миропольского З.Л.:

$$\text{Nu} = 0,023 \cdot (\text{Re}'')^{0,8} \cdot \text{Pr}_{\text{ст}}^{0,8} \cdot [x + (\rho''/\rho') \cdot (1-x)]^{0,8} \cdot Y,$$

где $Y = 1 - 0,1 \cdot \{[(\rho'/\rho'') - 1] \cdot (1-x)\}^{0,4}$,

$\text{Re}'' = \omega \cdot d / \nu''$; $\text{Pr}_{\text{ст}}$ — критерий Прандтля для сухого насыщенного пара при температуре стенки;

x — массовое паросодержание;

ρ' , ρ'' — плотность пара и воды на линии насыщения.

В данном выражении основная часть представляет собой практически точное соотношение для нахождения коэффициента теплоотдачи для однофазной среды с расчетом критерия Рейнольдса (Re), а поправка Y учитывает влияние диспергированной фазы на свойства парового потока.

При скоростях пароводяного потока менее $1000 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ отдельные специалисты предлагают пользоваться данными, полученными в ходе экспериментальных исследований в электрообогреваемых трубах при массовых скоростях до $700 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. Однако, как показал опыт эксплуатации парогенераторов с ЖМТ, при массовых скоростях до $700 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ можно использовать зависимость Миропольского З. Л.

3.2.5. Теплообмен при течении жидких металлов

Для определения коэффициента теплоотдачи при продольном течении в поверхности нагрева жидкого металла различными исследователями получено несколько расчетных формул, как теоретических, так и экспериментальных.

Коэффициенты теплоотдачи при использовании различных формул могут отличаться друг от друга в 1,5–2 раза, что может дать большие погрешности при определении удельных тепловых потоков и площадей поверхностей теплообмена. Основная причина существенных расхождений связана с трудностью учета некоторых явлений, происходящих при движении жидкого металла в каналах. К ним следует отнести специфичность контактного сопротивления, которое не остается постоянным, что может вызвать нестабильность передачи тепла во времени и по длине канала. На контактное сопротивление большое влияние оказывает чистота теплоносителя. Незначительное в обычном понимании количество примесей (особенно химически активных газов) может привести к серьезным изменениям интенсивности теплоотдачи.

Теплоотдача к жидким металлам описывается функцией $Nu = f(Re)$, которая определяется формой канала или характером обтекания (течение ЖМТ в межтрубном пространстве). Неизотермичность потока, как правило, при расчете теплоотдачи не учитывают из-за малых поперечных температурных перепадов и слабой зависимости свойств

ЖМТ от температуры. На границе «стенка — жидкий металл» может присутствовать слой, вызывающий дополнительное термическое сопротивление (оксидные пленки, примеси). Однако существующая современная технология очистки щелочных металлов обеспечивает их достаточную чистоту в контурах АЭС, поэтому, как правило, дополнительные термические сопротивления не учитываются.

Теплоотдача к жидким металлам в круглых трубах изучена наиболее подробно. Для стабилизированных значений чисел Нуссельта (стабилизированный теплообмен при фиксированных значениях теплового потока и температуры теплообменной поверхности) характерны следующие зависимости:

$$Nu = 5 + 0,025 \cdot (Pe)^{0,8} \quad \text{при } Pe < 4 \cdot 10^3;$$

$$Nu = 7,5 + 0,005 \cdot (Pe)^{0,8} \quad \text{при } Pe = 4 \cdot 10^3 - 2 \cdot 10^4.$$

В реальных условиях при изменении температур жидкого металла и теплопередающей стенки для расчета коэффициентов теплоотдачи вводятся поправки, учитывающие отклонение от стабилизированного теплообмена. Локальные коэффициенты теплоотдачи при этом рассчитываются по формуле:

$$Nu = Nu_{\text{стаб}} \cdot \epsilon.$$

Конкретные значения поправочных коэффициентов (ϵ) зависят от характера потока на входе в канал и изменения условий течения по длине канала. Для достаточно протяженных каналов значение поправочного коэффициента ϵ близко к единице.

Для проведения теплогидравлических расчетов поправку на стабилизированность, в силу малости ее вклада, можно не учитывать. Но при решении задач, требующих точного знания температурного поля в стенке, например при расчете напряженного состояния, эти эффекты необходимо учитывать.

С учетом относительно малого вклада термического сопротивления со стороны жидкого металла в общее термическое сопротивление по теплообмену в ПГ использование упрощенных формул не приводит к заметным погрешностям расчета коэффициентов теплопередачи.

При продольном обтекании труб, расположенных по треугольной упаковке (решетке), коэффициент теплоотдачи рассчитывается по формуле:

$$Nu = 7,55 \cdot (s/d) - 20 \cdot (s/d)^{-13} + 0,041 \cdot (s/d) \cdot (Pe)^{0,56+0,19 \cdot (s/d)}$$

или

$$Nu = 7,0 + 3,8 \cdot (s/d)^{1,52} + 0,027 \cdot (s/d)^{0,27} \cdot (\varphi \cdot Pe)^{0,8},$$

где s/d — отношение шага решетки к наружному диаметру трубки,

Pe — критерий Пекле, $Pe = Re \cdot Pr$,

Re — критерий Рейнольдса, $Re = \frac{\omega \cdot d_r}{\nu}$,

ω — скорость натрия в межтрубном пространстве модуля, м/с;

d_r — гидравлический диаметр межтрубного пространства модуля, м;

ν — кинематическая вязкость натрия, м²/с;

Pr — критерий Прандтля;

φ — поправочный коэффициент, принимается равным 0,9.

При поперечном обтекании трубного пучка жидким металлом коэффициент теплоотдачи можно определить по зависимости:

$$Nu = 2 \cdot (Pe)^{0,5}.$$

Данная формула справедлива при $Pe = 10-1300$. Число Рейнольдса определяется по скорости набегающего потока, определяющий размер в числах Nu и Pe — наружный диаметр труб.

3.3. Гидродинамические процессы в ПГ

3.3.1. Общие сведения

Гидродинамические процессы в поверхностях теплообмена ПГ отличаются большим разнообразием, обусловленным свойствами и агрегатным состоянием движущихся веществ, конструктивными и геометрическими характеристиками каналов и структурой потока. Основным определяющий фактор — структура потока, как однофазного, так и — в еще большей степени — двухфазного.

Для однофазных потоков разработан метод расчета гидродинамических процессов исходя из разделения потоков на два вида — с ламинарным и турбулентным режимами течения. Для этих режимов

имеются приближенные теоретические, а в большинстве случаев эмпирические закономерности, учитывающие также свойства веществ, конструкционные и геометрические особенности каналов. Для двухфазных потоков механизм гидродинамических процессов значительно усложняется, возможности теоретического анализа их существенно затрудняются, в силу чего по сравнению с однофазными потоками увеличивается роль эмпирических исследований.

Гидродинамические процессы ПГ в равной степени с процессами теплообмена определяют их совершенство. Скорости теплоносителей и рабочего тела влияют на технико-экономические показатели и надежность ПГ. Для определения оптимальной скорости нужно знать гидравлические сопротивления, возникающие в каналах поверхности теплообмена.

Гидравлические сопротивления в большинстве случаев определяются приближенно, в том числе и для однофазных потоков. Для того чтобы рассчитывать гидравлические сопротивления при течении двухфазных потоков, требуется знание их объемных и массовых характеристик, трудность определения которых обуславливается наличием скорости скольжения фаз. Эти характеристики необходимы также для расчета процессов разделения пароводяной смеси и осушки пара.

В связи с большим разнообразием конструктивных схем ПГ может возникнуть необходимость расчета гидравлических характеристик для различных форм каналов: труб, пучков труб с продольным или поперечным обтеканием и др.

3.3.2. Сопротивления движению однофазного потока

При движении в каналах поток испытывает разнообразные воздействия, из которых наиболее значительным является трение, вызываемое вязкостью среды. Каналы ПГ могут иметь участки с различными проходными сечениями, с резким переходом от одного размера сечения к другому, резкие повороты, загромождения проходных сечений деталями крепления поверхности теплообмена и пр. В этих участках канала поток испытывает сопротивление движению, называемое местным сопротивлением. Сумму сопротивлений, возникающих из-за сил трения $\Delta P_{\text{тр}}$ и местных сопротивлений $\Delta P_{\text{м}}$, называют гидравлическим сопротивлением:

$$\Delta P_{\text{г}} = \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{м}}. \quad (3.3)$$

При подводе тепла к движущейся среде происходит изменение ее объема, а следовательно, и скорости потока по длине канала. Ускорение потока сопровождается появлением сопротивления движению, которое называют сопротивлением ускорения потока.

В каналах при подъемном движении возникает сопротивление, связанное с подъемом массы на определенную высоту. Его называют нивелирным ($\Delta P_{\text{нив}}$), оно зависит от плотности среды и разности высот (геодезических) начала и конца рассматриваемого участка канала.

При опускном движении эта величина уже не будет сопротивлением, а наоборот, она будет затрачиваться на преодоление сопротивлений. Следовательно, полное сопротивление движению потока в канале

$$\Delta P_c = \Delta P_r + \Delta P_{\text{уск}} \pm \Delta P_{\text{нив}}.$$

Нивелирное сопротивление $\Delta P_{\text{нив}}$, Па, определяется как

$$\Delta P_{\text{нив}} = g \cdot \rho \cdot \Delta h,$$

где g — ускорение свободного падения, м/с²;

Δh — высота участка;

ρ — средняя плотность среды.

Элементы ПГ, как правило, имеют сравнительно небольшое значение Δh , поэтому нивелирная составляющая полного сопротивления пренебрежимо мала по сравнению с гидравлическими сопротивлениями. Для установившегося режима работы ПГ сопротивление $\Delta P_{\text{уск}}$ в канале постоянного сечения равно

$$\Delta P_{\text{уск}} = \omega_2^2 \cdot \rho_2 - \omega_1^2 \cdot \rho_1,$$

где ω_1 и ω_2 — соответственно скорости на выходе из участка и входе в него; ρ_2 , ρ_1 — плотность потока соответственно на выходе и входе. При тех изменениях скоростей, которые можно ожидать в элементах поверхности теплообмена энергетического ПГ, $\Delta P_{\text{уск}}$ невелико, и им, так же как и $\Delta P_{\text{нив}}$, в большинстве практических расчетов можно пренебречь. Таким образом, основным сопротивлением движению потока является гидравлическое. Сопротивление трения $\Delta P_{\text{тр}}$ для изотермического течения в трубах с постоянным поперечным сечением определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{тр}} = \zeta_{\text{тр}} \cdot \rho \cdot (\omega^2 / 2), \quad (3.4)$$

где ω — средняя скорость; l, d — соответственно длина и диаметр канала, м; $\zeta_{\text{тр}}$ — коэффициент трения ($\zeta_{\text{тр}} = \lambda \cdot l/d$); λ — линейный коэффициент сопротивления; l — длина канала; d — диаметр канала.

Для неизотермического течения $\Delta P_{\text{тр}}$ также рассчитывают по (3.4). В этом случае плотность определяется по средней температуре потока на расчетном участке.

Местные сопротивления $\Delta P_{\text{м}}$ определяются по формуле

$$\Delta p_{\text{м}} = \zeta_{\text{м}} \cdot \rho \cdot (\omega^2 / 2), \quad (3.5)$$

где $\zeta_{\text{м}}$ — коэффициент местного сопротивления, не зависящий от числа Re и определяемый типом местного сопротивления. Для любого практически важного случая на основе экспериментов получены эмпирические зависимости для вычисления $\zeta_{\text{м}}$, которые приведены в специальных справочниках.

При продольном движении потока в каналах любой другой формы, в том числе и в трубных пучках, гидравлические сопротивления определяются также по (3.3)–(3.5) при подстановке в них эквивалентного гидравлического диаметра, рассчитываемого по следующей формуле:

$$d_{\text{э}} = (d_{\text{вк}}^2 - n \cdot d_{\text{н}}^2) / (d_{\text{вк}} + n \cdot d_{\text{н}}),$$

где n — число трубок в пучке; $d_{\text{вк}}, d_{\text{н}}$ — соответственно внутренний диаметр корпуса и наружный диаметр трубки, м. При поперечном смывании трубных пучков основу сопротивления потоку составляют попеременные сужения и расширения проходного сечения. Сопротивление трения по сравнению с суммой этих местных сопротивлений составляет незначительную долю. Поэтому в технических расчетах сопротивление трения отдельно не определяется, а сразу же подсчитывается суммарное гидравлическое сопротивление трубного пучка:

$$\Delta P_{\text{г.п}} = \zeta_{\text{п}} \cdot \rho \cdot (\omega^2 / 2).$$

Коэффициент сопротивления поперечного пучка $\zeta_{\text{п}}$ зависит от конструктивных характеристик пучка и режима течения. При движении пароводяной смеси в каналах происходит изменение соотношения между массами и объемами фаз, а границы их раздела меняются по длине канала и в большинстве случаев не имеют четко выраженного характера. При установившемся режиме движение двухфазной среды характеризуется постоянством массового расхода пароводяной смеси через любое сечение. Но средние по сечению скорости фаз между со-

бой не равны, и это один из основных источников трудности расчета характеристик двухфазного потока.

Формулы, применяемые для определения гидравлических сопротивлений, справедливы и для двухфазных потоков, если рассматривать их как однородные, т.е. без учета относительной скорости фаз. Но в формулы, содержащие плотность и скорость, следует, естественно, подставлять их значения для двухфазного потока.

3.3.3. Основные закономерности гидродинамики двухфазного потока

Гидродинамические характеристики движения двухфазного потока могут быть рассчитаны, если известны плотность пароводяной смеси $\rho_{см}$ и ее скорость $\omega_{см}$ в рассматриваемом сечении. При движении пароводяной смеси в каналах происходит изменение соотношения между массами и объемами фаз, а границы их раздела меняются по длине канала и в большинстве случаев не имеют четко выраженного характера. При установившемся режиме движение двухфазной среды характеризуется постоянством массового расхода пароводяной смеси через любое сечение. Различие в скоростях фаз при установившемся режиме зависит от массового расхода пароводяной смеси, параметров ее (главным образом давления), направления движения потока, интенсивности обогрева и др. Многообразие влияющих на гидродинамику факторов требует не только определения ряда дополнительных по сравнению с однофазным потоком величин, но и введения нескольких условных характеристик. При поступлении в обогреваемый канал массы воды D_0 , кг/с, наиболее просто для установившегося режима определяются массовые расходы смеси $D_{см}$, паровой $D_{п}$ и водяной $D_{в}$ фаз, а также массовое расходное паросодержание x . Основными соотношениями для их определения являются уравнения сплошности и теплового баланса для рассматриваемого участка канала. Первое записывается в этом случае следующим образом:

$$D_0 = D_{п} + D_{в} = D_{см}.$$

Уравнение теплового баланса для канала при усреднении на рассматриваемом участке теплового потока q_l , Вт, может быть записано в конечных величинах:

$$D_{см}(h - h') = q_l(l - l_{т.з}),$$

где h, h' — соответственно энтальпия пароводяной смеси на выходе из рассматриваемого участка и энтальпия воды в сечении начала закипания; $l, l_{т.з}$ — соответственно расстояние от входа канала до рассматриваемого сечения и до сечения начала закипания; q_l — удельная тепловая нагрузка погонного метра канала.

Произведение $D_{см} \cdot h$ представляет собой количество тепла, переносимое пароводяной смесью через рассматриваемое сечение в единицу времени. Очевидно, количество тепла, переносимого каждой фазой, составит соответственно для воды и пара $D_в \cdot h'$ и $D_п (h + r)$, и тогда

$$D_{см} \cdot h = D_в \cdot h' + D_п (h' + r),$$

где r — скрытая теплота парообразования.

Выражение представляет собой прямую взаимосвязь между энтальпиями потока и его отдельных фаз. Под массовым (расходным) паросодержанием понимается отношение массы паровой фазы к суммарной массе двухфазного потока

$$x = D_п / (D_в + D_п) = D_п / D_0$$

или $x = (h - h')/r$.

Величина x является ничем иным, как относительной энтальпией двухфазного потока, выраженной через теплоту парообразования. Следует иметь в виду, что x характеризует расходное паросодержание в канале после сечения начала закипания. Перед этим сечением x нужно рассматривать как энтальпию потока, выраженную в относительных единицах. Чтобы иметь полное представление о производительности парогенерирующего канала, нужно знать четыре величины: $D_0 (D_{см}), D_п, D_в$ и x , которые легко определяются, если известны хотя бы любые две из них. Массовые характеристики, необходимые для определения тепловых и расходных показателей парогенерирующего канала (массы фаз, соотношения их, расход тепла и др.), вместе с тем являются исходными для получения основных величин, позволяющих проводить гидродинамические расчеты двухфазных потоков. К ним относятся приведенные скорости пара $\omega''_о$ и воды $\omega'_о$, а также скорость циркуляции $\omega_о$. Приведенными скоростями принято называть отношение объемного расхода каждой фазы на данном участке канала к полному поперечному сечению канала. Скорость циркуляции — это скорость, которую имела бы в данном сечении вода, если бы она проходила через него с массовым расходом, равным расходу пароводяной смеси. В соответствии с этим:

$$\omega''_o = D_{\pi} / (\rho'' \cdot f); \omega'_o = D_{\text{в}} / (\rho' \cdot f); \omega_o = D_{\text{см}} / (\rho' \cdot f),$$

где ρ'' и ρ' — соответственно плотность пара и воды при t_s ;
 f — площадь проходного сечения канала.

При постоянном проходном сечении канала ω_o — величина неизменная, а ω''_o и ω'_o изменяются в зависимости от массового расхода фаз. Приведенные скорости и скорость циркуляции имеют между собой связь:

$$\begin{aligned} \omega_o \cdot \rho' &= \omega'_o \cdot \rho' + \omega''_o \cdot \rho'' = \omega_{\text{см}} \cdot \rho_{\text{см}} = \text{const.} \\ \omega_o &= \omega'_o + \omega''_o \cdot (\rho''/\rho'). \end{aligned} \quad (3.6)$$

Массовые характеристики двухфазного потока являются исходными для определения объемных характеристик. В первую очередь через массовые расходы определяются объемные расходы пара V_{π} и воды $V_{\text{в}}$ и приведенные скорости:

$$V_{\pi} = \omega''_o \cdot f \text{ и } V_{\text{в}} = \omega'_o \cdot f. \quad (3.7)$$

Если известны площади поперечного сечения, занимаемые каждой фазой, то можно определить действительные средние по сечению скорости каждой фазы:

$$\omega_{\pi} = V_{\pi}/f_{\pi} = \omega''_o \cdot (f/f_{\pi}); \omega_{\text{в}} = V_{\text{в}}/f_{\text{в}} = \omega'_o \cdot (f/(f - f_{\pi})). \quad (3.8)$$

Средние действительные скорости пара и воды не равны между собой. При подъемном и горизонтальном движении скорость паровой фазы больше, а при опускном водяная фаза движется быстрее. Разница в скоростях (относительная скорость или скорость скольжения фаз) тем больше, чем больше разница плотностей.

Если действительные скорости фаз рассчитывать через φ (доля сечения, занятого паром), то из (3.8) получаем:

$$\omega_{\pi} = \omega''_o / \varphi; \omega_{\text{в}} = \omega'_o / (1 - \varphi). \quad (3.9)$$

Величина φ позволяет определить (кроме действительных скоростей фаз) также необходимые для расчета действительные плотности и скорости пароводяной смеси.

$$\rho_{\text{см}} = \rho' - \varphi \cdot (\rho' - \rho''). \quad (3.10)$$

Используя уравнение сплошности в виде (3.6), для действительной скорости смеси с учетом доли сечения, занятого паром ($\varphi = f_{\pi}/f$), получим следующую расчетную формулу:

$$\omega_{\text{см}} = \frac{\omega_0 \cdot \rho'}{\rho' - \varphi \cdot (\rho' - \rho'')} = \frac{\omega_0}{1 - \varphi \cdot (1 - \rho'' / \rho')} . \quad (3.11)$$

Доля сечения, занятая паром, практически однозначно определяет усредненные значения скоростей фаз, скорости смеси и ее плотности, поэтому ее называют также истинным паросодержанием смеси. Величина φ тесно связана с действительными скоростями пара и воды. Истинное паросодержание в настоящее время определяется только экспериментально. При отсутствии экспериментальных данных по φ приходится упрощать механизм движения двухфазного потока, предполагая равенство скоростей фаз. При этом условии расчет двухфазного потока существенно упрощается, так как для определения основных характеристик его может быть использовано так называемое объемное расходное паросодержание β . По аналогии с x оно определится из соотношения $\beta = V_{\text{п}}/V_{\text{см}}$. При отсутствии в двухфазном потоке относительной скорости фаз ($\omega_{\text{п}} = \omega_{\text{в}} = \omega_{\text{см}}$) с учетом формулы (3.7) получаем:

$$\beta = V_{\text{п}}/V_{\text{см}} = \omega_0''/(\omega_0' + \omega_0'') . \quad (3.12)$$

Массовое и объемное паросодержания связаны между собой соотношениями:

$$\beta = \left(1 + \frac{1-x'}{x} \cdot \frac{\rho''}{\rho'}\right)^{-1} ,$$

$$x = \left(1 + \frac{1-\beta'}{\beta} \cdot \frac{\rho'}{\rho''}\right)^{-1} .$$

Понятно, что при $x = 0$ $\beta = 0$, а при $x = 1$ $\beta = 1$. В области $0 < x < 1$ объемное расходное паросодержание β лежит от 0 до 1, но при этом β всегда больше x и разница между ними определяется отношением ρ''/ρ' , которое зависит от давления воды.

В условиях отсутствия скорости скольжения фаз массовое и объемное паросодержания могут характеризовать доли сечения канала, занятые соответствующими фазами, а следовательно, могут быть использованы и для определения $\rho_{\text{см}}$ и $\omega_{\text{см}}$. Для однородных потоков $\omega_{\text{п}} = \omega_{\text{в}}$ и $\varphi = \beta$, т. е. представим β в том же виде, что и в (3.12). Формула (3.12) показывает, что β зависит только от величин, характеризующих расход фаз, и может быть определена, если известны хотя бы две из них. В практических расчетах известны D_0 (расход пароводяной среды), параметры потока и величины, необходимые для определения x .

При отсутствии надежных данных по истинному паросодержанию ϕ , принимая поток гомогенным, можно для приближенных расчетов использовать объемное паросодержание и через него определить значения плотности двухфазного потока (гомогенной среды).

$$\rho_{\text{см}}^{\Gamma} = \frac{\omega_o \cdot \rho'}{\omega_o + \omega_o'' \cdot (1 - \rho''/\rho')},$$

$$\omega_{\text{см}}^{\Gamma} = \omega_o + \omega_o'' (1 - \rho''/\rho').$$

Плотности двухфазного потока (гомогенной среды) $\rho_{\text{см}}^{\Gamma}$ и скорость двухфазного потока $\omega_{\text{см}}^{\Gamma}$ при условии отсутствия скольжения можно выразить через массовое паросодержание, что может оказаться более удобным, тогда зависимости приобретут вид:

- ◇ для удельного объема $v_{\text{см}}^{\Gamma} = x \cdot v_o'' + (1 - x) \cdot v'$;
- ◇ для скорости смеси $\omega_{\text{см}}^{\Gamma} = \omega_o \cdot (1 + x \cdot (v''/v' - 1))$;
- ◇ для плотности смеси $\rho_{\text{см}}^{\Gamma} = \frac{\rho''}{x + (1 - x) \cdot \rho''/\rho'}$.

3.3.4. Режимы течения и гидравлическое сопротивление при движении двухфазного потока

Истинное паросодержание ϕ , используемое в расчетах, является средней по сечению величиной. Для более или менее точного ее определения необходимо иметь достоверные данные по распределению фаз по сечению канала, по изменению их концентраций при переходе от одного сечения к другому. Надежных данных по движению двухфазных потоков в каналах при неизотермических режимах практически нет. Для необогреваемых труб, особенно при низких давлениях, на основе визуальных наблюдений с применением киносъемки установлено, что режим движения и структура потока зависят в основном от давления, скоростей циркуляции смеси, объемного паросодержания, относительной энтальпии, положения канала и его конфигурации. На основе этих экспериментов установлено, что при движении пароводяной смеси возможны пузырьковый (или эмульсионный), стержневой (или кольцевой), дисперсный и снарядный режимы (рис. 3.9). В прямых вертикальных каналах при всех этих режимах имеет место осесимметричное движение (как с точки зрения поля скоростей потока, так и в отношении распределения фаз по сечению), если имеет место равномерный обогрев каналов по сечению.

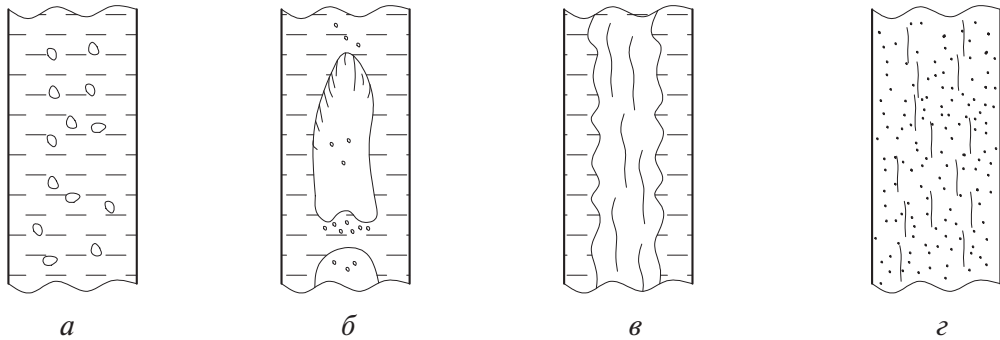


Рис. 3.9. Структура потока при движении пароводяной смеси:
 а — пузырьковый; б — снарядный; в — стержневой; г — дисперсный

Пузырьковый режим характеризуется малым паросодержанием. Отдельные паровые пузыри сравнительно малого размера концентрируются в центре трубы. С увеличением паросодержания потока происходит слияние отдельных пузырьков в довольно крупные паровые образования, продвигающиеся по центру трубы с определенными интервалами в виде водных прослоек с равномерно распределенными отдельными пузырями пара. При дальнейшем увеличении объемного паросодержания наступает *стержневой* режим, который характеризуется тем, что по центру трубы движется сплошной паровой поток, отделенный от стенок трубы водяным кольцом. Толщина водяного кольца определяется объемным паросодержанием потока и тем меньше, чем больше β .

Дисперсный режим характерен для потока весьма больших скоростей и большого паросодержания. При этом режиме водяная фаза уже довольно равномерно распределена в паровой фазе, и поток грубо может быть представлен в виде движущегося с большой скоростью «тумана». При этих условиях относительная скорость фаз отсутствует и $\varphi = \beta$. Дисперсный режим формируется путем срыва водяной пленки со стенки обогреваемой трубы, дробления воды на мелкие капли с практически равномерным распределением их по сечению теплообменной трубки. Условия срыва пленки со стенок определяются паросодержанием и скоростями.

Наиболее удобно этот процесс характеризовать скоростью пара. Срыв пленки происходит при определенном значении скорости, называемом критическим $\omega_n^{кр}$ и зависящим от сил поверхностного натяжения пленки жидкости, плотности пара, давления среды, массового паросодержания и геометрии канала.

Характерными режимами для ПГ АЭС являются пузырьковый и стержневой. Снарядный режим может существовать только при низких давлениях. Уже при давлениях, больших 3 МПа, крупных пузырей пара не наблюдается. При давлениях выше средних пузырьковый режим может сохраняться и до весьма больших паросодержаний. Например, при давлениях 10 МПа и выше значение объемного паросодержания, при котором еще может существовать пузырьковый режим, доходит до $\beta = 80\%$ ($x \sim 50\%$). При β порядка 80–90 % пузырьковый режим переходит в стержневой. При этом, если приведенные скорости пара велики (но $\omega_n < \omega^{kp}$), поток может срывать значительную часть пленки, оставляя на стенке тонкий слой воды. Если при этом тепловой поток достаточно велик, то может произойти высыхание оставшейся пленки и резкое снижение интенсивности теплоотдачи. Значения паросодержаний, при которых происходит перестройка пузырькового режима в стержневой, а затем в дисперсный с высыханием пленки воды, могут быть и ниже указанных в зависимости от режимных факторов.

Для труб с углом наклона более 30° режимы течения близки к режимам, имеющим место при тех же определяющих факторах в вертикальных трубах, отличаясь асимметрией в распределении фаз по сечению. В них легкая фаза будет отжиматься в верхнюю часть сечения. В горизонтальных и слабо наклоненных трубах эта асимметрия усиливается, и при малых скоростях потока можно ожидать даже полного разделения фаз по сечению трубы. Эти режимы называют расслоенными. При высоких тепловых потоках для ПГ с высокотемпературными теплоносителями они недопустимы.

Возможность перехода к расслоенным режимам характеризуется определенной массовой скоростью потока. Чем больше эта скорость, тем большее количество влаги вырывается из водяных объемов и переносится в верхние зоны сечения. Существуют такие массовые скорости, при которых в горизонтальном канале возникают подъемные силы, способные обеспечить кольцевой слой влаги по всему сечению горизонтальной трубы.

Предельные значения массовой скорости, при которых отсутствует расслоение, растут с повышением давления и массового паросодержания потока. Для расчета гидродинамических характеристик двухфазного потока при пузырьковом и стержневом режимах необходимо использовать функциональную связь между φ и β , определяемую соотношением:

$$\varphi = C_{\varphi} \cdot \beta,$$

где C_{φ} — коэффициент пропорциональности, зависящий от давления пароводяной смеси, а при малых скоростях циркуляции — и от скорости смеси. В области значений β от 0 до 0,8 имеет место линейная зависимость между φ и β . При больших скоростях циркуляции с ростом давления значения φ и β приближаются друг к другу ($C_{\varphi} \sim 1$). В нормативных методах гидравлического расчета паровых котлов ВТИ—ЦКТИ представлены номограммы, разработанные ВТИ на основе анализа экспериментальных данных, для определения C_{φ} в зависимости от давления, скорости смеси, диаметра трубы и угла наклона ее при течении пароводяной смеси в необогреваемых трубах. Экспериментально было установлено, что в обогреваемых трубах значения φ повышаются, однако значительное отличие имеет место при тепловых потоках, больших $(4-6) \cdot 10^5 \text{ Вт/м}^2$.

3.3.5. Гидравлические сопротивления при движении двухфазного потока

Ранее было определено, что для расчета гидравлических сопротивлений при движении двухфазного потока в различных каналах необходимо упрощать модель потока, рассматривая его как гомогенный. Только для такого случая можно рекомендовать общие закономерности. Гидравлические сопротивления при движении в трубах или при продольном омывании пучков труб для потока гомогенной пароводяной смеси рассчитываются по соотношению:

$$\Delta P_{\Gamma} = (\Sigma \zeta_{\text{м}} + \zeta_{\text{тр}}) \cdot \rho_{\text{см}}^{\Gamma} \cdot (\omega_{\text{см}}^{\Gamma})^2 / 2. \quad (3.13)$$

При условии, что $\rho_{\text{см}}^{\Gamma} \cdot \omega_{\text{см}}^{\Gamma} = \rho' \cdot \omega_0$, используя выражение для $\omega_{\text{см}}^{\Gamma}$ через скорость циркуляции, приведенную скорость пара и соотношения плотностей пара и воды на линии насыщения:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Gamma} &= (\Sigma \zeta_{\text{м}} + \zeta_{\text{тр}}) \cdot \rho' \cdot \frac{\omega_0^2}{2} \cdot \left[1 + \frac{\omega_0''}{\omega_0} \cdot \left(1 - \frac{\rho''}{\rho'} \right) \right] \quad \text{или} \\ \Delta P_{\Gamma} &= (\Sigma \zeta_{\text{м}} + \zeta_{\text{тр}}) \cdot \rho' \cdot \frac{\omega_0^2}{2} \cdot \left[1 + x \cdot \left(\frac{\rho'}{\rho''} - 1 \right) \right], \end{aligned} \quad (3.14)$$

где ω'' и x — соответственно средняя для рассматриваемого участка канала приведенная скорость пара и среднее массовое паросодержание (как правило, используется арифметическое усреднение).

Формулу (3.13) можно представить в виде:

$$\Delta P_{\Gamma} = \Delta P_{\Gamma,0} \cdot [1 + x \cdot (1 - \rho' / \rho'')], \quad (3.15)$$

где $\Delta P_{\Gamma,0}$ — гидравлическое сопротивление при движении однофазной среды со скоростью ω_0 и плотностью ρ' . Вид приведенной формулы говорит о линейной зависимости ΔP_{Γ} от $\Delta P_{\Gamma,0}$. Однако полученные в опытах значения ΔP_{Γ} для пароводяной смеси отличаются от рассчитанных по (3.15). Поэтому ВТИ рекомендует вводить в данную формулу поправочный коэффициент ψ , который довольно сложно зависит от давления, паросодержания и скорости потока. Коэффициент ψ в зависимости от указанных параметров можно найти в справочной литературе.

Вопросы для повторения

1. Какие основные физико-химические процессы протекают в ПГ?
2. Назовите источники поступления примесей в питательную воду?
3. Каковы особенности механизма передачи тепла жидкими металлами и неметаллическими теплоносителями?
4. Для каких скоростей и паросодержания потока характерен дисперсный режим?
5. При каких паросодержаниях обычно происходит ухудшение теплоотдачи в условиях, характеризующихся для ПГ с жидкометаллическим обогревом?
6. Дайте определение гидравлического сопротивления и сопротивления ускорения потока.
7. По какой формуле рассчитывается эквивалентный гидравлический диаметр?
8. Что называют приведенными скоростями пара и воды при течении двухфазного потока?
9. Что такое «скорость циркуляции»?
10. Что называют истинным паросодержанием смеси ϕ ?
11. Что называют объемным расходным паросодержанием смеси β ?

4. ТЕПЛОВЫЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАБОТЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТЕПЛООБМЕНА

4.1. Температурный режим поверхностей нагрева

Надежность ПГ при длительной эксплуатации, а также эффективность передачи тепла определяются как средними для всей поверхности теплообмена тепловыми и гидродинамическими условиями, так и имеющими место в каждой трубке в отдельности. При заданной паропроизводительности по возможности необходимо обеспечить постоянство температурного режима в любом элементе ПГ. А условие

$$t_{\text{ст1}} < t_{\text{ст}}^{\text{доп}},$$

где $t_{\text{ст1}}$ — температура поверхности стенки трубки, омываемой теплоносителем, должно выполняться в каждой трубке для всех режимов работы ПГ.

Трубки поверхности теплообмена в рабочих условиях представляют собой многослойные цилиндрические стенки. Чистый металл их с обеих сторон покрыт оксидными пленками. Поверхность, омываемая рабочим телом, может иметь отложения находящихся в воде примесей. Отложения со стороны теплоносителя практически исключаются, так как требования к его чистоте весьма высоки. С учетом этого изменение температур в процессе теплопередачи от теплоносителя к рабочему телу для элементарного участка трубки представлено для двух вариантов (теплоноситель протекает внутри труб и в межтрубном пространстве) на рис. 4.1.

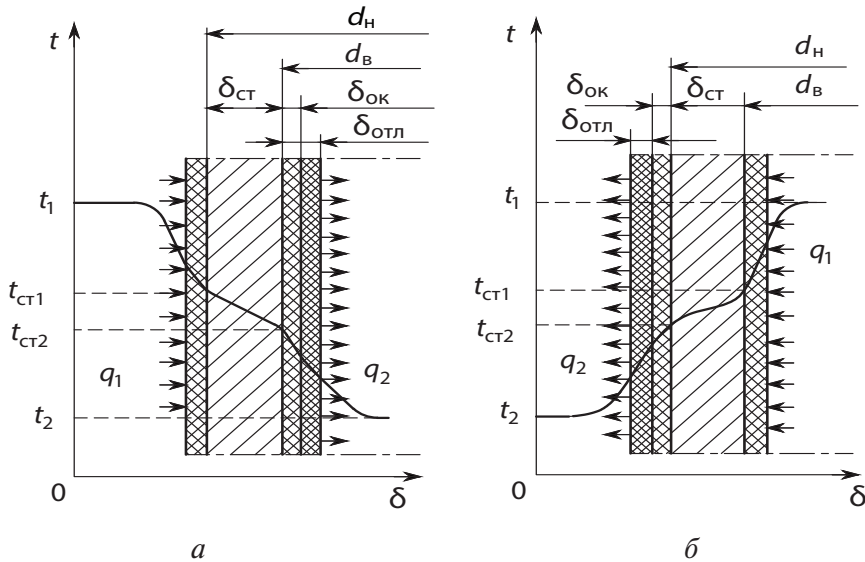


Рис. 4.1. Схема изменения температуры при передаче тепла от теплоносителя к рабочему телу:

a — теплоноситель в межтрубном пространстве, b — теплоноситель внутри труб;
 t_1 — температура теплоносителя, $t_{ст1}$ — температура стенки со стороны теплоносителя, $t_{ст2}$ — температура стенки со стороны рабочего тела, t_2 — температура рабочего тела; $\delta_{ок}$ — толщина окисной пленки; $\delta_{ст}$ — толщина стенки; $\delta_{отл}$ — толщина отложений; d_n — наружный диаметр трубки, d_b — внутренний диаметр трубки; q_1 , q_2 — удельные тепловые потоки, отнесенные к тепловоспринимающей и теплоотдающей поверхностям стенки трубки, Вт/м²

Процессы теплообмена и гидродинамики в тракте рабочего тела зависят от параметров ПГ и практически не связаны с видом первичного теплоносителя. Эти процессы в тракте теплоносителя определяются видом и параметрами теплоносителя и для конкретных установок различаются весьма существенно.

Однако для рассмотрения температурного режима поверхности теплообмена это разнообразие можно обобщить, считая заданными со стороны теплоносителя коэффициент теплоотдачи α_1 , температуру t_1 и расход G . При этих условиях $t_{ст1}$ будет определяться удельным тепловым потоком, теплоотдачей к рабочему телу и термическим сопротивлением стенок.

Так как для тонкостенных трубок $\frac{d_n}{d_{вн}} \leq 2$, с достаточной степенью точности можно при расчете теплоотдачи пользоваться закономерностями

стями для плоских стенок. Тогда, в соответствии с рис. 4.1, можно написать

$$t_{\text{ст1}} = t_2 + q \cdot \left(\frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_{\text{отл}}}{\lambda_{\text{отл}}} + \frac{\delta_{\text{ок}}}{\lambda_{\text{ок}}} + \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} \right),$$

$$t_{\text{ст1}} = t_2 + \Delta t,$$

где q — удельный тепловой поток; t_2 — температура рабочего тела в рассматриваемом сечении; $\delta_{\text{отл}}$, $\delta_{\text{ок}}$, $\delta_{\text{ст}}$ — толщина отложений, окисной пленки, стенки трубки соответственно, м; $\lambda_{\text{отл}}$, $\lambda_{\text{ок}}$, $\lambda_{\text{ст}}$ — теплопроводности отложений, окисной пленки, стенки трубки соответственно, Вт/(м·К); α_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу, Вт/(м²·К).

Температура тепловоспринимающей поверхности стенки трубки превышает температуру охлаждающей среды на несколько градусов, что связано с падением температуры в рабочем теле, на оксидной пленке и в самой стенке:

$$\Delta t = \Delta t_2 + \Delta t_{\text{отл}} + \Delta t_{\text{ок}} + \Delta t_{\text{ст}},$$

где $\Delta t_2 = \frac{q}{\alpha_2}$ — падение температуры в рабочем теле, °С;

$$\Delta t_{\text{отл}} = q \cdot \frac{\delta_{\text{отл}}}{\lambda_{\text{отл}}}, \Delta t_{\text{ок}} = q \cdot \frac{\delta_{\text{ок}}}{\lambda_{\text{ок}}}, \Delta t_{\text{ст}} = q \cdot \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}},$$

где $\Delta t_{\text{отл}}$, $\Delta t_{\text{ок}}$, $\Delta t_{\text{ст}}$ — соответственно падение температуры в слое отложений, оксидной пленке и стенке трубки, °С. Таким образом, наибольшая температура стенки поверхности теплообмена определяется, во-первых, температурой охлаждающей среды и, во-вторых, перепадом температуры Δt .

Обеспечение минимально возможного значения Δt требует технического совершенства поверхности теплообмена и высокой культуры эксплуатации. Удельные тепловые потоки, от которых зависит общий теплоперепад между греющей и обогреваемой средой, определяются коэффициентом теплопередачи k . Значения средних удельных тепловых потоков в экономайзерах, испарителях и пароперегревателях различны — необходимо проверять по их влиянию на температурный режим характерных участков поверхности теплообмена. При данном значении теплового потока величина Δt определяется термическими сопротивлениями стенки трубки — $\delta_{\text{ст}}/\lambda_{\text{ст}}$, оксидной пленки — $\delta_{\text{ок}}/\lambda_{\text{ок}}$, отложений — $\delta_{\text{отл}}/\lambda_{\text{отл}}$ и коэффициентом теплоотдачи α_2 .

Толщина стенки трубки зависит от ее диаметра, применение трубок большего диаметра приводит и к увеличению $\delta_{\text{ст}}$. Для осуществления большой суммарной площади поверхностей нагрева целесообразно применение трубок относительно небольших диаметров. Если среда движется внутри трубок за счет напора, создаваемого насосом, то их диаметры следует выбирать в пределах 6–18 мм. Для поверхностей нагрева с естественной циркуляцией внутри трубок более целесообразны трубки диаметром 30–40 мм. При использовании трубок, ошпированных (оребренных) с внешней стороны, по технологическим соображениям потребуется использование трубок диаметром 25–40 мм¹. Для любых параметров среды, движущейся внутри трубок, $\delta_{\text{ст}}$ по условиям прочности не превысит 3–4 мм, а при небольших диаметрах трубок (до 20 мм) $\delta_{\text{ст}} = 1,2\text{--}1,6$ мм.

Теплопроводность стенки $\lambda_{\text{ст}}$ зависит от химического состава металла и температуры, при которой он работает. Так, теплопроводность углеродистых сталей при температурах, не превышающих 400 °С, в 3–4 раза превышает теплопроводность нержавеющей или высоколегированных сталей. При более высоких температурах разница значений теплопроводности различных марок сталей существенно снижается. Углеродистые стали могут быть использованы в ПГ, обогреваемых органическими теплоносителями, а также газообразными при умеренных температурах. Во всех элементах ПГ с водным теплоносителем и в элементах ПГ с высокими температурами рабочих сред и теплоносителей (пароперегревателях ПГ с жидкометаллическими и газовыми теплоносителями) в настоящее время используется аустенитная нержавеющая сталь. По мере дальнейшего развития ядерной энергетики следует ожидать замену аустенитной нержавеющей стали новыми марками перлитных легированных сталей, а для некоторых элементов ПГ — и углеродистой. Относительно небольшие толщины стенок трубок и достаточно высокие значения теплопроводности сталей определяют практически незначительные термические сопротивления стенок трубок при рабочих параметрах поверхностей нагрева ПГ. Влияние термического сопротивления стенки на суммарную разность между температурой стенки и температурой ядра потока рабочей среды Δt различно для разных элементов ПГ. На стенках труб поверхностей нагрева ПГ при омывании их водным теплоносителем образуется оксид-

¹ Рассохин Н. Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. М. : Энергоатомиздат, 1987.

ная пленка, термическое сопротивление которой определяется маркой стали и условиями работы элементов ПГ. При применении нержавеющей стали термическое сопротивление оксидной пленки в несколько раз меньше термического сопротивления металла.

Для труб из углеродистой стали, если не приняты какие-либо специальные меры по повышению ее коррозионной стойкости, перепад температур на оксидной пленке достигает значений, сравнимых с перепадом температур на стенке в поверхностях нагрева экономайзера и испарителя. В пароперегревателях окисление поверхности металла, омываемой паром, можно не учитывать, так как $\Delta t_{\text{ст}} \gg \Delta t_{\text{ок}}$. Термическое сопротивление слоя отложений может оказать весьма существенное влияние на Δt , особенно если будет допущено попадание в питательную воду кальциевых и магниевых соединений (солей жесткости). Теплопроводность отложений солей жесткости низкая ($\sim 0,5 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$), и при толщине отложений 0,2 мм термическое сопротивление такого слоя может достигнуть значений, на порядок (в 10–20 раз) превышающих термическое сопротивление металла труб. При вполне достижимых в ПГ тепловых потоках, равных $(0,1\text{--}0,3)\cdot 10^6 \text{ Вт/м}^2$, $\Delta t_{\text{отл}} = 40\text{--}120 \text{ }^\circ\text{C}$. Такие значения перепада температур по толщине слоя отложений повысят разницу между температурами обогреваемой стенки и ядра потока рабочего тела в несколько раз. Для высокотемпературных ПГ такое положение приведет к аварии.

При проектировании и эксплуатации ПГ необходимо обеспечить условия, при которых Δt в каждой трубке поверхности нагрева было бы возможно меньшим. Это достигается обоснованным выбором материала и размеров труб, поддержанием режимов, обеспечивающих расчетные значения коэффициентов теплоотдачи и тепловых потоков и исключающих выпадение отложений.

4.2. Тепловая разверка в поверхностях теплообмена

Тепловой и гидравлический расчеты определяют обычно средние условия протекания процессов по всей поверхности теплообмена. В действительности режимы работы отдельных труб могут существенно различаться. Отклонения действительных режимов работы трубок от средних расчетных наиболее определенно характеризуются прира-

щением энтальпии рабочего тела в каждой из параллельно включенных трубок Δh_i . Для средних расчетных условий приращения энтальпии $\Delta h_{\text{ср}}$, Дж/кг, определяется через соответствующие средние величины.

$$\Delta h_i = q_i \cdot S_i / D_i,$$

$$\Delta h_{\text{ср}} = q_{\text{ср}} \cdot S_{\text{ср}} / D_{\text{ср}},$$

где q_i и $q_{\text{ср}}$ — удельные тепловые потоки в i -й рассматриваемой и работающей в средних условиях теплообменных трубках; S_i и $S_{\text{ср}}$ — поверхность теплообмена рассматриваемой и работающей в средних условиях трубки; D_i и $D_{\text{ср}}$ — расход через рассматриваемую i -ю и работающую в средних условиях теплообменные трубки.

Расход среды и удельный тепловой поток зависят от множества параметров, постоянство которых для всех трубок обеспечивать невозможно. Поэтому по всей поверхности теплообмена будут трубки, которые характеризуются условиями, превышающими средний подогрев, равными средней величине и меньше среднего значения.

Если приращение энтальпии в поверхностях с однофазной рабочей средой существенно больше среднего значения, то часть трубок работает при температурах выше расчетных, что может оказаться недопустимым.

Нетождественность трубок поверхности теплообмена в отношении приращения энтальпии среды называется тепловой разверкой, значение которой определяется по формуле

$$\eta = \Delta h_i / \Delta h_{\text{ср}}.$$

С учетом формул для приращения энтальпий (см. выше)

$$\eta = \left(\frac{q_i}{q_{\text{ср}}} \right) \cdot \left(\frac{D_i}{D_{\text{ср}}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{S_i}{S_{\text{ср}}} \right). \quad (4.1)$$

Отношения удельных тепловых потоков и расходов среды, имеющих место в отдельных трубках, к соответствующим средним расчетным их значениям называют:

- ◇ тепловой неравномерностью: $\eta_{\text{т}} = q_i / q_{\text{ср}}$;
- ◇ гидравлической неравномерностью: $\eta_{\text{г}} = D_i / D_{\text{ср}}$.

Из (4.1), с учетом $\eta_{\text{к}} = S_i / S_{\text{ср}} = 1$, следует, что отсутствие тепловой разверки возможно в двух случаях:

- 1) $\eta_{\text{т}} = 1$, $\eta_{\text{г}} = 1$;
- 2) $\eta_{\text{т}} = \eta_{\text{г}}$.

Данные условия в реальных поверхностях практически неосуществимы, поэтому необходимо определять теплообменные трубки с максимальной тепловой разверкой с целью недопущения неблагоприятных температурных режимов.

Гидравлическая неравномерность. Для ПГ АЭС наибольшее значение имеет гидравлическая неравномерность, которая в основном определяется постоянно действующими факторами конструкционного характера. Расходы среды через всю поверхность и каждую ее трубку зависят от сопротивлений и соответствующих перепадов давления. Перепад давления, общий для всей поверхности, равен разности давления на ее входе и выходе. Перепад давления между входным и выходным сечениями трубок различен для каждой из них вследствие изменения давления по длине коллектора.

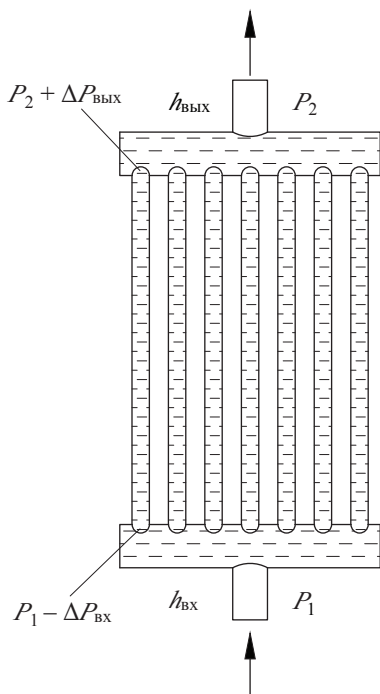


Рис. 4.2. Схема трубчатой поверхности теплообмена

Перепад давления для любой трубки (в соответствии с рис. 4.2) можно выразить в виде:

$$\Delta P = (P_1 - \Delta P_{\text{вх}}) - (P_2 + \Delta P_{\text{вых}}), \quad (4.2)$$

где P_1 и P_2 — соответственно давление во входном и выходном патрубках;

$\Delta P_{\text{вх}}$ и $\Delta P_{\text{вых}}$ — соответственно изменение давления по длине входного и выходного коллекторов.

Сопротивления движению среды ΔP_c , Па (без учета сопротивления ускорения), в трубке, выражая скорость через расход, можно записать следующим образом:

$$\Delta P_c = (\Sigma \zeta_m + \zeta_{\text{тр}}) \frac{1}{2g \cdot \rho \cdot f^2} G^2 + h_{\text{тр}} \cdot g \cdot \rho, \quad (4.3)$$

где $\Sigma \zeta_m$ — сумма местных сопротивлений трубки; $\zeta_{\text{тр}}$ — коэффициент сопротивления трения в трубке; f — проходное сечение трубки, м²; $h_{\text{тр}}$ — протяженность (длина) теплообменной трубки, м; ρ — средняя плотность среды, кг/м³; G — расход среды, кг/с.

Сопротивлениями, связанными с ускорением потока среды при незначительном изменении плотности среды (для однофазных сред), обычно пренебрегают, т. к. эти сопротивления значительно меньше остальных сопротивлений.

Используя приведенный коэффициент гидравлического сопротивления $\zeta_{\text{прив}}$, уравнение (4.3) можно упростить:

$$\Delta P_c = \zeta_{\text{прив}} \frac{1}{\rho} G^2 + h_{\text{тр}} \cdot g \cdot \rho, \quad (4.4)$$

где $\zeta_{\text{прив}} = (\Sigma \zeta_m + \zeta_{\text{тр}}) \frac{1}{2 \cdot g \cdot f^2}$ зависит от режима течения среды и геометрии трубки.

Перепад давления затрачивается на преодоление сопротивлений, тогда с учетом уравнений (4.2), (4.3) и (4.4) можно уравнение (4.2) представить в следующем виде:

$$P_1 - P_2 = \zeta_{\text{прив}} \cdot \frac{G^2}{\rho} + (\Delta P_{\text{вых}} - \Delta P_{\text{вх}}) + h_{\text{тр}} \cdot g \cdot \rho. \quad (4.5)$$

Разность давлений ($P_1 - P_2$) при установившемся режиме есть величина постоянная. Тогда, записав уравнение (4.5) для развернутой трубки и для неразвернутой (средней) и приравняв правые части полученных уравнений, получим:

$$\begin{aligned} \zeta_{\text{прив}} \cdot \frac{G^2}{\rho_i} + (\Delta P_{\text{вых}} - \Delta P_{\text{вх}})_i + h_i \cdot g \cdot \rho_i = \\ = \zeta_{\text{пр-ср}} \cdot \frac{G^2}{\rho_{\text{ср}}} + (\Delta P_{\text{вых}} - \Delta P_{\text{вх}}) + h_{\text{ср}} \cdot g \cdot \rho_{\text{ср}}. \end{aligned} \quad (4.6)$$

Символ i относится к развернутой трубке, «ср» — к средней (неразвернутой).

Вклад отдельных составляющих уравнения (4.6) в общее сопротивление различен. Наибольшее значение имеют гидравлические сопротивления. Изменение давления по длине коллекторов следует учитывать только при больших скоростях среды. Однако в правой и левой частях уравнения (4.6) перепады давления по коллектору для развернутой и средней трубок практически равны, и на общем фоне гидравлических сопротивлений ими можно пренебречь. Пренебрежение нивелирным сопротивлением может дать заметную погрешность для прямых вертикальных поверхностей с существенной разностью высот входа и выхода. Однако для однофазных сред, где плотность среды не очень существенно отличается для рассматриваемых трубок, нивелирными составляющими потери напора тоже пренебрегаем. Таким образом, с достаточной степенью точности гидравлическая неравномерность после упрощения уравнения (4.6) определяется следующей зависимостью:

$$\zeta_{\text{прив } i} \cdot \frac{G_i^2}{\rho_i} = \zeta_{\text{прив-ср}} \cdot \frac{G_{\text{ср}}^2}{\rho_{\text{ср}}}. \quad (4.7)$$

Из уравнения (4.7) получаем коэффициент гидравлической неравномерности:

$$\eta_{\text{г}} = \frac{G_i}{G_{\text{ср}}} = \sqrt{\frac{\zeta_{\text{ср}} \cdot \rho_i}{\zeta_i \cdot \rho_{\text{ср}}}}. \quad (4.8)$$

Расхождение значений приведенных коэффициентов гидравлического сопротивления трубок (каналов) обусловливается разницей суммы местных сопротивлений, неодинаковой шероховатостью, различием диаметров. Гидравлическую неравномерность учитывают не только в поверхностях нагрева ПГ, но и в параллельных работающих трубках, по которым рабочие среды поступают в сборные коллекторы (камеры).

Заметное изменение средних удельных объемов для ПГ АЭС менее вероятно. Оно связано с наличием тепловой неравномерности в поверхности теплообмена.

Тепловая неравномерность. При правильном конструкционном оформлении поверхности теплообмена ее тепловая неравномерность практически несущественна для большинства типов ПГ АЭС. Пренебрежение требованиями оптимального конструирования и монтажа может привести к возникновению тепловой неравномерности в ПГ любых типов. В связи с этим в тракте первичного теплоносителя необходимо: обеспечить постоянство местных сопротивлений для всех труб и каналов другой формы, исключить неравномерность обтекания в криволинейных участках, применять рациональные формы опорных конструкций. Большое значение для предотвращения возникновения тепловой неравномерности в поверхности теплообмена имеет исключение гидравлической неравномерности по первичному теплоносителю, которая может возникнуть при его большой скорости в раздающих и собирающих камерах.

Причина тепловой неравномерности может быть и эксплуатационного характера. При неправильной организации водного режима и гидродинамики рабочего тела возможно неравномерное отложение примесей воды по трубкам, вследствие чего их тепловосприятие будет различным.

Тепловая неравномерность тесно связана с гидравлической. Возникновение тепловой неравномерности в поверхностях теплообмена неизбежно приведет к появлению и гидравлической неравномерности, даже при равенстве приведенных гидравлических сопротивлений. Это связано с изменением параметров рабочего тела (например, удельный объем: больший удельный объем среды относительно среднего значения приводит к уменьшению расхода и возникновению гидравлической разверки). При этом гидравлическая неравномерность будет с течением времени увеличиваться.

Методы предотвращения тепловой разверки. Из формулы (4.8) следует, что уменьшение гидравлической и тепловой неравномерности, а следовательно, и тепловой разверки может быть достигнуто при приближении подкоренного значения к единице. Наиболее целесообразное мероприятие заключается в установке во входных участках вставок с малыми проходными сечениями. Такие вставки называют дроссельными шайбами.

Гидравлическое сопротивление дроссельной шайбы определяется зависимостью:

$$\Delta p_{\text{ш}} = \zeta_{\text{прив}}^{\text{ш}} \cdot G^2 / \rho_{\text{вх}},$$

где $\zeta_{\text{прив}}^{\text{ш}}$ — коэффициент гидравлического сопротивления шайбы, определяемый ее конструктивными размерами; G — расход среды через рассматриваемую трубу (канала); для трубы, работающей в средних расчетных условиях, эти величины будут обозначаться соответственно $\zeta_{\text{прив ср}}^{\text{ш}}$ и $G_{\text{ср}}$; $\rho_{\text{вх}}$ — удельный объем среды на входе в поверхность теплообмена. Перепад давления в зашайбованной трубе-канале будет расходоваться и на преодоление сопротивления шайбы. Тогда, приравняв перепады давления для трубок с шайбами в средней и разверенной трубке, можно получить формулу «гидравлическая неравномерность зашайбованных трубок», которая будет выражаться зависимостью:

$$\eta_{\text{г}} = \frac{G_i}{G_{\text{ср}}} = \sqrt{\frac{\zeta_{\text{прив}}^{\text{ср}} \cdot \rho_{\text{вх}} / \rho_{\text{ср}} + \zeta_{\text{прив ср}}^{\text{ш}}}{\zeta_{\text{прив}}^i \cdot \rho_{\text{вх}} / \rho_i + \zeta_{\text{прив } i}^{\text{ш}}}}. \quad (4.9)$$

Из (4.9) следует, что установкой шайб с соответствующим сопротивлением можно получить $\eta_{\text{г}} = 1$. В трубках с большим обогревом $\rho_{\text{вх}}/\rho_i$ больше, чем в других, поэтому для них необходимо предусматривать шайбы с меньшим сопротивлением. Установку в каждую трубу (канал) шайбы с определенным, «своим» сопротивлением называют индивидуальным шайбованием, которое представляет собой сложную и дорогостоящую работу. Более просто осуществляется уравнительное шайбование, при котором во все трубки устанавливают шайбы с одинаковым сопротивлением. Очевидно, что при уравнительном шайбовании $\eta_{\text{г}}$ тем ближе к единице, чем больше $\zeta_{\text{ш.}i} = \zeta_{\text{ш.ср}}$.

Стремление получить возможно меньшую гидравлическую неравномерность при уравнительном шайбовании потребует соответствующего увеличения перепада давления, а следовательно, приведет к большим эксплуатационным расходам или даже снижению параметров пара. При уравнительном шайбовании не следует предусматривать $\eta_{\text{г}} = 1$; $\eta_{\text{г}}$ должна иметь такое значение, которое обеспечивало бы тепловую разверку, допустимую для конкретных условий работы поверхности теплообмена. Допустимая тепловая разверка $\eta_{\text{доп}}$ определяется максимальным по условиям надежности приращением энтальпий в разверенной трубе:

$$\eta_{\text{доп}} = h_i/h_{\text{ср}}.$$

$\eta_{\text{доп}}$ зависит от назначения поверхности теплообмена, температуры теплоносителя, допустимой температуры стенки, условий выпадения примесей воды, условий перехода к ухудшенным режимам теплоотдачи.

Большая допустимая тепловая разверка не исключает возможности возникновения условий, отрицательно влияющих на надежность экономайзеров. Факторами, снижающими их надежность, являются усиление интенсивности коррозионных процессов при неправильном водном режиме, а также возможность возникновения пульсаций термических напряжений в трубках поверхности теплообмена. Основная причина пульсаций термических напряжений — колебания расхода и температуры питательной воды, что вследствие большого значения коэффициента теплоотдачи приводит и к соответствующим изменениям температуры стенки. При увеличении расхода происходит снижение температуры стенки, а при уменьшении — ее рост. При колебаниях расхода (или температуры стенки) возможны такие случаи, когда в определенных сечениях трубок тепловой поток будет изменяться от максимума до нуля.

Изменение давления по длине коллекторов зависит от схем подвода и отвода пара, возможные варианты которых представлены на рис. 4.3. Варианты, изображенные на рис. 4.3, *а* и *б*, имеют подводы и отводы пара с торцов коллекторов, а вариант *в* характерен рассредоточением подводящих и отводящих трубопроводов по их длине.

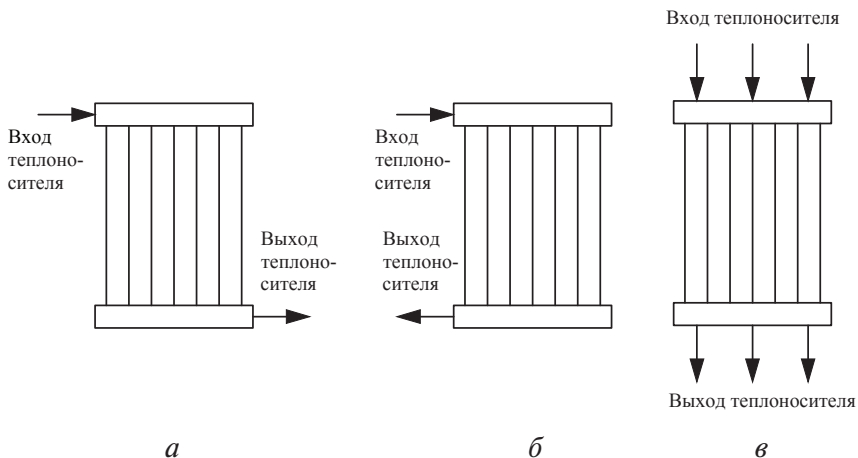


Рис. 4.3. Гидродинамические схемы поверхностей теплообмена (по схеме подвода теплоносителей):

а — схема Z; *б* — схема П; *в* — схема Ш

Связь между статическим давлением и динамическим напором в крайних сечениях коллекторов на основании закона Бернулли можно представить в виде

$$P_o + \frac{\rho \omega_o^2}{2} = P_z + \frac{\rho \omega_z^2}{2} \pm \Delta P_r, \quad (4.10)$$

где P_o — статическое давление в сечении подсоединения подводящего или отводящего трубопровода к коллектору (сечение 0);

ω_o — осевая скорость пара в сечении 0;

ρ — плотность пара;

P_z — статическое давление в сечении коллектора, соответствующем месту подсоединения последней трубки;

ω_z — осевая скорость пара в сечении z;

ΔP_r — гидравлическое сопротивление на участке от сечения 0 до сечения z, подсчитанное по средней осевой скорости пара.

Знак плюс перед ΔP_r в (4.10) соответствует движению по раздающему коллектору, знак минус — движению по собирающему коллектору. Осевую скорость пара в сечении z можно принять равной нулю, тогда с достаточной степенью точности

$$\omega_{cp} = \frac{\omega_o}{2}. \quad (4.11)$$

Разность статического давления между крайними сечениями коллектора (с учетом формул (4.10) и (4.11)):

$$P_z - P_o = \frac{\rho \omega_o^2}{2} + (\zeta_m + \zeta_{тр}) \cdot \frac{\rho \omega_o^2}{8}.$$

Следовательно, изменение давления вдоль коллектора больше для собирающего и меньше для раздающего коллекторов в зависимости от коэффициентов сопротивлений и конструктивных характеристик. Во входном коллекторе статическое давление возрастает не на всю величину уменьшения первоначального динамического напора, а на меньшую, определяемую гидравлическим сопротивлением коллектора. В выходном коллекторе, наоборот, уменьшение статического давления происходит на величину, превышающую динамический напор в сечении 0. На преодоление гидравлических сопротивлений затрачивается часть статического давления.

Влияние изменения давления по длине коллекторов на гидродинамическую неравномерность тем меньше, чем больше гидравлическое сопротивление трубок.

4.3. Гидродинамическая неустойчивость секционных натриевых парогенераторов энергоблока БН-600

Гидродинамическая неустойчивость при определенных условиях имеет место на парогенераторах ПГН-200М блока № 3 Белоярской АЭС. Поэтому необходимо знать причины ее возникновения и методы устранения.

Безопасность энергетических установок с ядерными реакторами во многом определяет надежная работа системы отвода тепла, одним из основных элементов которой является парогенератор. Надежная и безопасная работа ПГ в значительной мере зависит от температурных и гидродинамических режимов, их соответствия проектным условиям.

В ПГ при определенном сочетании режимных параметров (мощность, давление, температура, расходы питательной воды и натрия) могут иметь место самоподдерживающиеся колебания расхода среды в ПП контуре, так называемая гидродинамическая (или колебательная) неустойчивость. Следствием возникновения периодических колебаний расхода является появление непроектного распределения потока между отдельными модулями ПГ, теплообменными трубками, ухудшение тепловых характеристик ПГ, наличие циклических термических напряжений в месте кризиса теплообмена, в верхней трубной доске и в зоне выходного патрубка.

В процессе эксплуатации парогенераторов ПГН-200М реактора БН-600 в их испарительных модулях неоднократно имела место гидродинамическая неустойчивость. Неустойчивость проявлялась в виде самогенерируемых низкочастотных колебаний расхода питательной воды, которые возникали в переходных режимах. Опасность таких режимов заключается еще и в том, что это может привести к колебаниям выходной температуры греющего теплоносителя и передаче температурных возмущений в реактор.

Оказалось, что наиболее склонны к попаданию в область неустойчивости испарители с большой длительностью эксплуатации (суммарной наработкой), т. е. в процессе эксплуатации испарителей происходит увеличение области гидродинамической неустойчивости.

Основные виды гидродинамической неустойчивости. В настоящее время сложилась классификация гидродинамической неустойчивости, основанная на различии между статическим и динамическим харак-

тером и законом сохранения энергии, необходимым для объяснения динамики неустойчивых равновесных состояний. Исходя из этого, различают:

- ◇ статическую неустойчивость, подчиняющуюся законам стационарных явлений;
- ◇ гидродинамическую (динамическую) неустойчивость, для которой дополнительно к стационарным законам необходимо рассмотрение эффектов инерции потока теплоносителя и динамической обратной связи между параметрами потока.

К статической неустойчивости относятся:

- 1) аperiodические отклонения расхода теплоносителя, возникающие в обогреваемом канале или циркуляционном контуре, которые проявляются при работе системы в области неоднозначности гидравлической характеристики;
- 2) релаксационные неустойчивости, например неустойчивости генерации пара, удары, взрывы, гейзеры.

К динамическим колебаниям относят такие виды неустойчивости, как: низкочастотная неустойчивость двухфазного потока (колебания волн плотности, колебания перепада давления) и акустические колебания.

Во многих случаях возникновение неустойчивости нельзя объяснить на основе одного элементарного физического механизма — неустойчивость рассматривается как комплексное явление, в котором различные механизмы действуют одновременно. Поэтому при изучении указанных выше типов неустойчивости рассматривают:

- 1) простую неустойчивость — действует один физический механизм;
- 2) сложную (комплексную) неустойчивость — действуют несколько физических механизмов.

В системах с принудительной циркуляцией теплоносителя, в частности в парогенераторах АС, наиболее часто встречаются низкочастотная динамическая и аperiodическая неустойчивости.

Для анализа гидродинамической неустойчивости необходимо рассмотреть граничные условия. Обычно используют три упрощенных, наиболее характерных типа граничных условий:

- 1) неустойчивость потока в одиночном канале, работающем при фиксированном перепаде давления (неустойчивость гидродинамически изолированного канала, $\Delta P = \text{const}$, $t_{\text{вх}} = \text{const}$);

- 2) неустойчивость потока в системе параллельных каналов (межканальная неустойчивость, $G = \text{const}$, $t_{\text{вх}} = \text{const}$, $\Delta P = \text{const}$);
- 3) неустойчивость потока в контуре циркуляции (общеконтурная неустойчивость).

В первом случае рассматривается устойчивость одного канала с наименее хорошими параметрами с точки зрения устойчивости, находящегося в системе большого числа устойчиво работающих параллельных каналов. Суммарный расход через систему параллельных каналов должен быть существенно больше расхода через единичный канал, чтобы изменение расхода в неустойчивом канале практически не сказывалось на суммарном расходе. Это может происходить в отдельном модуле ПГ, где число теплообменных трубок значительно (межтрубная или межвитковая неустойчивость).

Во втором случае рассматривается неустойчивость группы каналов, например неустойчивость параллельных модулей ПГ (межмодульная или межканальная неустойчивость). Суммарный расход через параллельные каналы и входная температура теплоносителя остаются постоянными. При этом имеет место гидродинамическое взаимодействие устойчивых и неустойчивых каналов, которое приводит к периодическому перераспределению расходов в них.

В реальных условиях этот тип граничных условий имеет место, когда возмущения перепада давления на системе параллельных каналов существенно меньше перепада давления в контуре циркуляции и практически не сказываются на общеконтурном расходе. Если элемент состоит из идентичных параллельных каналов или системы попарно идентичных каналов, то при возникновении межканальной неустойчивости колебания расхода теплоносителя начинаются во всех идентичных каналах или в попарно идентичных каналах, параметры которых достигли области неустойчивости. Постоянство суммарного расхода и перепада давления в системе обеспечивается фазовым смещением колебаний расхода в неустойчивых каналах, т. е. второе граничное условие совпадает с первым.

При третьем типе граничных условий, в системах с принудительной циркуляцией, исследуется взаимодействие теплогидравлических параметров всех элементов контура и напорной динамической характеристики насоса.

Общеконтурная и межканальная (межмодульная) неустойчивости могут существовать одновременно, имея разные периоды и ам-

плитуды колебаний, усиливая или подавляя друг друга. Это возможно, когда:

- ◇ возмущение перепада давления в системе параллельных каналов при межканальной неустойчивости соизмеримо с перепадом давления в контуре циркуляции и оказывает влияние на колебания общеконтурного расхода;
- ◇ общеконтурная неустойчивость потока предшествует межканальной неустойчивости в элементе, состоящем из системы параллельных обогреваемых каналов.

Гидродинамическая неустойчивость потока, как правило, имеет место при работе системы параллельных каналов или циркуляционного контура на устойчивом участке статической гидравлической характеристики. При этом автоколебания потока вызываются динамическими взаимодействиями между параметрами потока (скоростью, плотностью, энтальпией и их распределением) вследствие транспортного и инерционного запаздывания и наличия механизма обратной связи.

Отмеченная динамическая неустойчивость имеет две характерные области:

- ◇ при значениях выходного паросодержания, близких к нулю, определяющую роль играют колебания нивелирной составляющей перепада давления;
- ◇ при значениях выходной относительной энтальпии потока $x_{\text{вых}} = (h_{\text{вых}} - h')/r$, равных или больших 1, когда основную роль играют колебания составляющей перепада давления на трение.

Математическое описание гидродинамической неустойчивости. Потери гидравлического напора, создаваемого работающими насосами, при движении среды в гидравлическом контуре будут устойчивыми, если его гидравлическая характеристика однозначна, т. е. каждому перепаду давлений соответствует только один расход рабочей среды. Перепад давления из-за сопротивления движению среды определяется зависимостью:

$$\Delta P = \Sigma \zeta \frac{1}{2g \cdot \rho \cdot f^2} G^2, \quad (4.12)$$

где $\Sigma \zeta$ — сумма сопротивления трения и местных сопротивлений;

$$\Sigma \zeta = \zeta_{\text{м}} + \zeta_{\text{тр}}, \quad (4.13)$$

G — расход среды (т/ч);

g — ускорение силы тяжести (м/с²);

f — проходное сечение контура (м^2);

ρ — плотность среды (кг/м^3).

Местные сопротивления не зависят от скорости (расхода) среды при установившемся турбулентном режиме течения. Сопротивления трения пропорционально скорости

$$\zeta_{\text{тр}} = k_{\text{уч}} \cdot G, \quad (4.14)$$

где $k_{\text{уч}}$ — коэффициент пропорциональности.

Данная зависимость является линейной и определяется из уравнения теплового баланса на участке теплообмена:

$$\bar{q} \cdot F = G \cdot \Delta h. \quad (4.15)$$

F — поверхность теплообмена трубки,

$$F = \pi \cdot d \cdot l. \quad (4.16)$$

Выражая l из уравнения (4.16) и подставляя F из уравнения (4.15), получаем:

$$l = \frac{\Delta h}{\bar{q}} \cdot \frac{1}{\pi \cdot d} \cdot G. \quad (4.17)$$

С учетом того, что коэффициент сопротивления трения на участке теплообмена:

$$\zeta_{\text{тр}} = \lambda \cdot l / d, \quad (4.18)$$

получаем зависимость коэффициента сопротивления трения от расхода среды:

$$\zeta_{\text{тр}} = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\Delta h}{\bar{q}} \cdot \frac{1}{\pi \cdot d} \cdot G. \quad (4.19)$$

В пределах каждого конкретного участка теплообмена величины подогрева (энтальпии — Δh), среднего теплового потока (\bar{q}) практически постоянны.

Потери напора при подъеме рабочей среды (нивелирная составляющая потери напора) определяются уравнением (с учетом уравнения (4.17)):

$$\Delta P_{\text{нив}} = \rho \cdot l = \rho \cdot \frac{\Delta h}{\bar{q}} \cdot \frac{1}{\pi \cdot d} \cdot G. \quad (4.20)$$

Полные потери напора составят:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{м}} + \Delta P_{\text{нив}}.$$

С учетом вышеописанных формул (4.12)–(4.20) получаем:

$$\Delta P = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\Delta h}{q} \cdot \frac{1}{\pi \cdot d} \cdot \frac{1}{2g \cdot \rho \cdot f^2} G^3 + \zeta_{\text{м}} \frac{1}{2g \cdot \rho \cdot f^2} G^2 + \rho \cdot \frac{\Delta h}{q} \cdot \frac{1}{\pi \cdot d} \cdot G$$

или

$$\Delta P = A \cdot G^3 + B \cdot G^2 + C \cdot G.$$

Уравнение третьего порядка имеет три корня, при этом если все корни уравнения действительные — гидродинамическая характеристика неустойчивая (одному значению перепада давления соответствуют несколько значений расхода — G_1 ; G_2 ; G_3), если один действительный, а два мнимых — характеристика устойчивая (рис. 4.4).

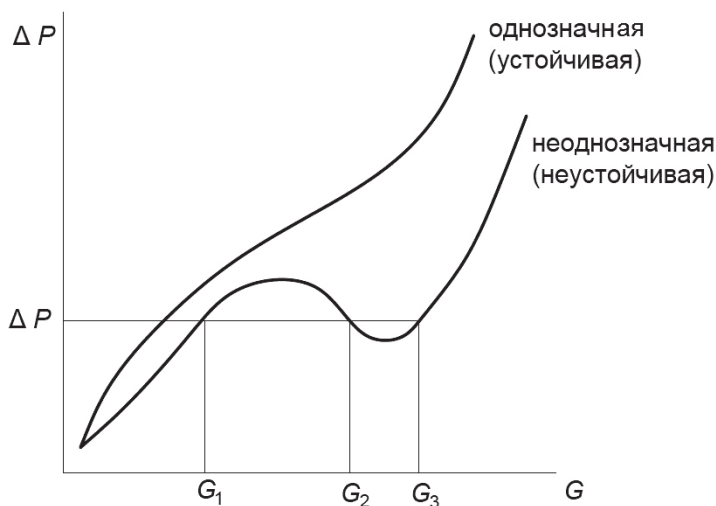


Рис. 4.4. Гидравлическая характеристика контура

Результатами испытаний и эксплуатационным опытом установлено, что для борьбы с гидродинамической неустойчивостью существует два надежных метода: изменение режимных параметров пароводяной смеси и конструктивные средства. Основным режимным параметром, существенно влияющим на гидродинамическую неустойчивость, является давление среды.

С увеличением давления среды в трубке ПГ неустойчивость снижается. Это наиболее надежный и простой способ борьбы с гидродина-

мической неустойчивостью трубок (секций) ПГ, используемый при эксплуатации парогенераторов (рис. 4.5).

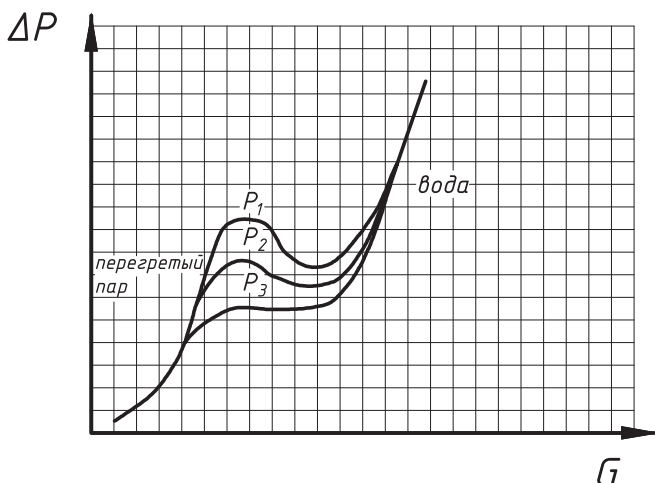


Рис. 4.5. Влияние изменения давления на гидродинамическую неустойчивость работы проточного парогенератора

Конструктивное средство борьбы с неустойчивостью — дросселирование потока на входе среды в теплообменные трубки. Установка дроссельной шайбы на входе в трубку ПГ позволяет изменить гидравлическую характеристику трубки в целом и устранить гидродинамическую неустойчивость (рис. 4.6).

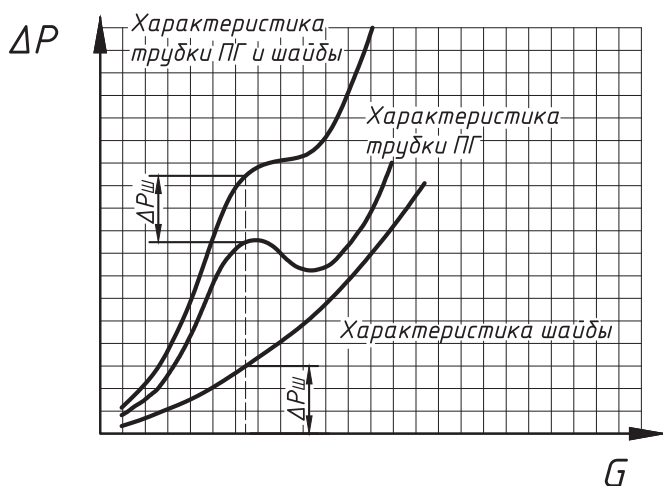


Рис. 4.6. Изменение гидравлической характеристики контура после установки дроссельной шайбы

Физический механизм гидродинамической неустойчивости. Возникновение гидродинамической неустойчивости связано с запаздыванием изменения расхода на испарительном участке по отношению к изменению расхода на экономайзерном участке, определяемым интенсивностью перемещения границы закипания и значительной долей перепада давления на испарительно-перегревательной части канала. Физический механизм колебаний потока при этом типе неустойчивости объясняется следующим образом.

В потоке всегда существуют флуктуации параметров малой амплитуды. Любое по величине изменение входного расхода вызывает совпадающее с ним по фазе изменение расхода и перепада давления на трение на экономайзерном участке. Однако в изменении расхода в двухфазной области наблюдается запаздывание по отношению к изменению расхода на входе за счет изменения во времени запасенной теплоемкости теплоносителя, аккумулированной на экономайзерном и, частично, в начале испарительного участка и приводящей к постепенному перемещению границы закипания. Это запаздывание при уменьшении входного расхода приводит к сохранению в начальный период времени выходного расхода двухфазной смеси и последующему его снижению. Рассмотрим для примера вертикальный парогенерирующий канал.

Пусть в некоторый момент времени случайным образом П-образно увеличивается расход жидкости на входе в парогенерирующий канал. Через время прохода частицей жидкости однофазного участка увеличится расход двухфазной смеси на двухфазном участке канала. При постоянстве давлений за каналом и перед каналом это вызовет увеличение перепада давления на двухфазном участке, т.е. увеличение давления в районе закипания. Увеличение этого давления при постоянном давлении перед каналом приведет к падению входного расхода жидкости, которое через некоторое время вызовет падение расхода двухфазной смеси. Это изменение, с учетом постоянства давления на выходе канала, приведет к уменьшению давления в канале и к возрастанию расхода жидкости в этот же момент времени и т.д.

Имеет место колебательная система, при этом изменение перепада давления на трение на двухфазном участке имеет фазовый сдвиг по сравнению с изменением перепада давления на экономайзерном участке. Если амплитуда колебаний этих перепадов давления одинакова, то в канале при неизменном перепаде давлений на нем будут под-

держиваться установившиеся колебания расхода определенной амплитуды. Если противофазная амплитуда колебаний составляющей перепада давления на трение на испарительном участке меньше, чем на экономайзерном, то колебания расхода с течением времени затухают и система приходит в устойчивое состояние.

Основные признаки гидродинамической неустойчивости. В испарительных модулях ПГ энергоблока БН-600 в начальный период эксплуатации наблюдалась межмодульная (межканальная) гидродинамическая неустойчивость потока во время пусков блока на скользящих параметрах при переводе ПГ в режим кипения, осуществляемого снижением расхода питательной воды и давления пароводяной среды за испарительными модулями. Колебания расхода питательной воды в испарителях начинались при давлении 4–6 МПа (массовое паросодержание потока $x = 0–0,3$, массовая скорость $\rho w = 50–70 \text{ кг}/(\text{м}^2 \text{ с})$) и прекращались с повышением паросодержания при увеличении мощности испарителей, давления и расхода питательной воды. Амплитуда колебаний составляла примерно 25 % от среднего значения.

Основную долю сопротивления пароводяного тракта ИМ в пусковых режимах составляют нивелирные перепады давления, которые на один — два порядка выше сопротивления трения. Поэтому изменение нивелирной составляющей перепада давления существенно влияет на границы области устойчивости в области малых выходных паросодержаний.

По результатам расчетно-экспериментальных исследований установлено, что для обеспечения устойчивых режимов работы испарителей при пуске блока на скользящих параметрах при снижении давления в испарителе до 4 МПа мощность ПГ должна быть не менее 4 % номинальной, а при давлении 6 МПа — не менее 3,6 % номинальной, при допустимом снижении расхода питательной воды до уровня не ниже 5 % номинального.

Во время ряда пусков блока, при работе на частичных нагрузках в ИМ, имеющих значительную наработку (~ 80 тыс. ч и более), наблюдались самопроизвольные межмодульные колебания расхода воды на входе, которые возникали при работе ИМ в режиме генерации перегретого пара при изменении рабочих параметров в диапазоне: массовая скорость 80–575 кг/(м² с), средний тепловой поток 35–250 кВт/м², давление перегретого пара 6,5–12,5 МПа и входная температура воды 158–192 °С. В режимах с неустойчивостью наблюдались такие основные явления:

- ◇ Колебания расхода воды на входе испарителей происходили с четко выраженной периодичностью, с фазовым сдвигом относительно друг друга (в соседних модулях расход изменялся в противофазе, между первой и второй парой модулей с небольшим смещением), их форма близка к синусоиде (рис. 4.7).
- ◇ Период колебаний имел один порядок со временем транспорта частиц жидкости через испаритель.
- ◇ Суммарный расход воды и положение регулирующей арматуры во время колебаний оставались постоянными (рис. 4.8).
- ◇ Колебания расхода не вызывали соответствующих изменений давления и температуры пара на выходе из испарителей (рис. 4.8).
- ◇ Выходная относительная энтальпия потока составляла величину 1,17–1,40, что соответствовало перегреву пара на выходе из испарителей 45–140 °С.

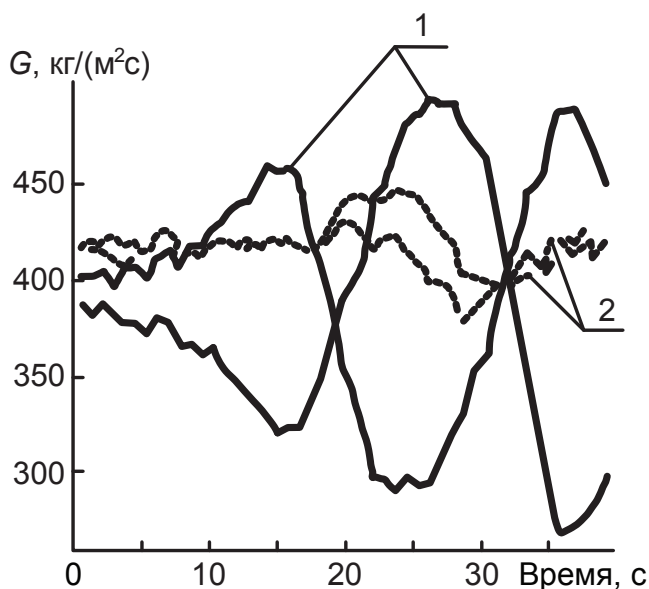


Рис. 4.7. Изменение расхода воды в испарителях одной половины парогенератора при возникновении гидродинамической неустойчивости. Нарботка модуля испарителя:

1 — 105 тыс. ч; 2 — 4,4 тыс. ч

Приведенные признаки межмодульных колебаний расхода в испарителях ПГ указывают на то, что в определенных режимах работы

блока испарители попадают в область динамической неустойчивости потока при больших выходных паросодержаниях (неустойчивость плотностных волн).

При дальнейшей дестабилизации потока (например, снижении давления или увеличении тепловой нагрузки) происходит увеличение амплитуды колебаний и могут развиваться противофазные колебания расхода воды в разных сторонах ПГ.

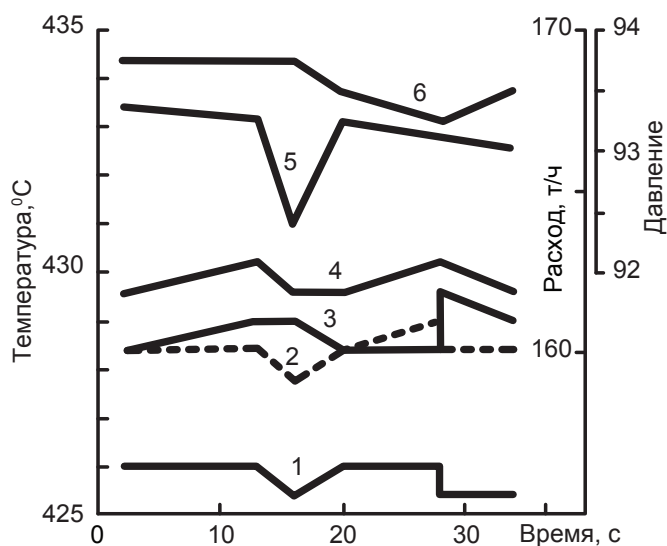


Рис. 4.8. Параметры испарителей при возникновении гидродинамической неустойчивости:

1–4 — температура пара за испарителями; 5 — расход воды через половину парогенератора; 6 — давление пара за испарителями

Анализ условий возникновения гидродинамической неустойчивости в испарителях. Неустойчивость потока в испарителях в пусковых режимах возникала при работе энергоблока на мощности:

- ◇ 8–15 % номинальной, после перевода испарителей в паровой режим работы;
- ◇ ~ 18 % номинальной;
- ◇ 28–30 % номинальной;
- ◇ при подъеме мощности реактора от 30 до 60 % номинальной.

На примере испарителей одного ПГ (сторона А) рассмотрим развитие и прекращение колебаний расхода воды во время пуска блока (рис. 4.9).

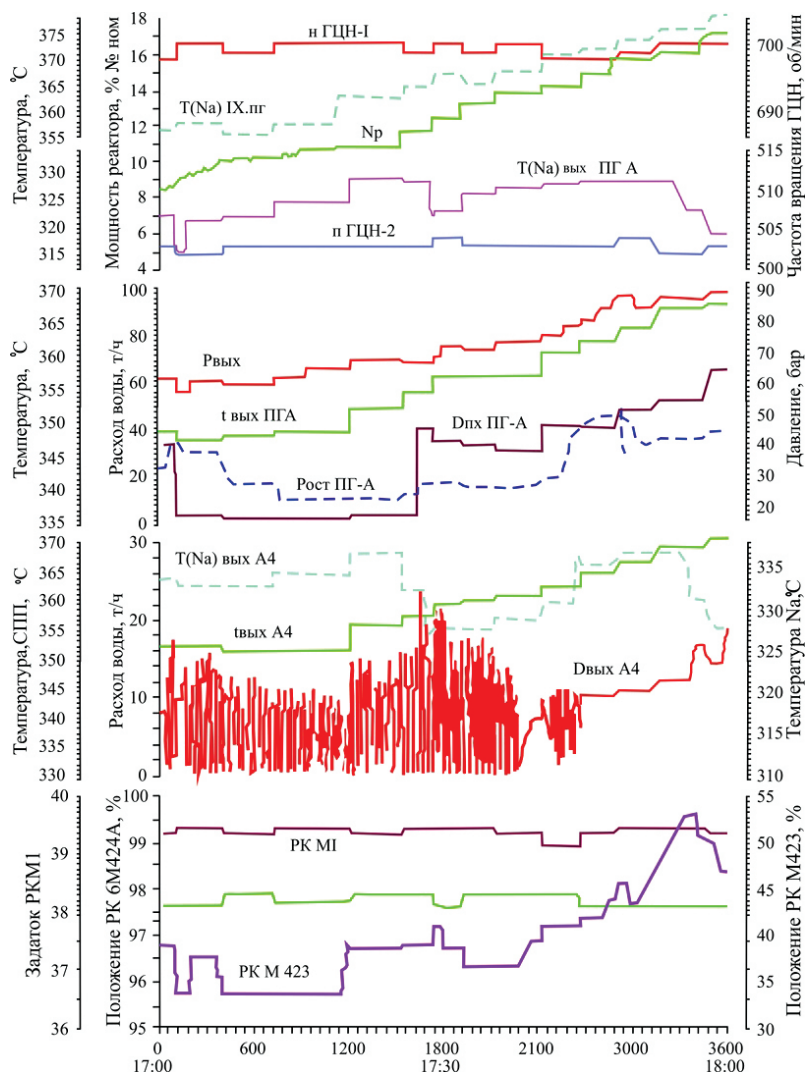


Рис. 4.9. Изменение основных параметров реактора и парогенератора № 6 (сторона А) при пуске блока (08.06.1996):

N_p — мощность энергоблока; n ГЦН-I, n ГЦН-2 — частота вращения главных циркуляционных насосов I и II контуров; $T(\text{Na})$ вх. ПГ, $T(\text{Na})$ вых. ПГ — температура натрия на входе и выходе парогенератора; $P_{\text{спп}}$ — давление пара на выходе из испарителей; $P_{\text{оп}}$ ПГ-А — давление пара на выходе из модулей ОП стоны А; $D_{\text{пв}}$ ПГ-А — расход воды через испарители стороны А; $t_{\text{спп}}$ ПГ-А — температура пара на выходе из испарителей стороны А; $T(\text{Na})$ вых. А4 — температура натрия на выходе из модуля испарителя А4; $t_{\text{спп}}$ А4 — температура пара на выходе из модуля испарителя А4; $D_{\text{пв}}$ А4 — расход воды через модуль испарителя А4; РК М423, РК М424 А — регулирующие клапаны расхода воды через байпас и на входе в испарители стороны А; РК М1 — регулирующий клапан давления пара перед турбиной

Колебания расхода воды в этой области были отмечены у всех модулей ПГ стороны А, период пульсаций составлял ~ 20 с, амплитуда колебаний достигала ~ 7 т/ч. Они возникли при повышении температуры пара за испарителями до 349°C (перегрев пара за испарителями стороны А составил 75°C при давлении 6 МПа). Колебания расхода воды продолжались около 45 мин и прекратились при увеличении расхода воды и повышении давления слабоперегретого пара до 8,4 МПа (при этом перегрев пара за испарителями стороны А снизился до 60°C) (рис. 4.9).

Вторично гидродинамическая неустойчивость в испарителях возникла на мощности энергоблока $\sim 19\%$ номинальной, при толчке турбины и нагружении модулей ПП. При снижении расхода воды появились его колебания в одном модуле с периодом примерно 8–12 с и амплитудой 6–7 т/ч, которые продолжались около 6 мин. Снижение расхода воды привело к увеличению температуры пара за испарителями с 355°C (перегрев пара 48°C) до 362°C при практически постоянной величине давления пара за испарителями 9,6 МПа, что явилось дестабилизирующим фактором. Последующее увеличение расхода воды открытием РК М423 до $\sim 99,5\%$, с последующей стабилизацией на уровне $\sim 97\%$, привело к выходу ИМ из области неустойчивости.

При переводе модулей ОП на «прямоточный» режим работы, вследствие падения давления с 9,6 до 7,8 МПа, в ИМ со значительной наработкой возникли колебания расхода воды с периодом 12 с и амплитудой 3–4 т/ч. Продолжительность режима с неустойчивостью потока в испарителях составила около 4 мин. После увеличения давления до 9,5 МПа колебания расхода прекращались.

При дальнейшем увеличении нагрузки, сопровождавшемся повышением температуры пара на выходе из ИМ, на мощности энергоблока примерно 36 % номинальной вновь возникли колебания расхода воды на входе в ИМ. При этом выходные параметры пара ИМ имели следующие значения: давление 9,5 МПа; перегрев пара 87°C . Колебания расхода воды продолжались около 20 мин с периодом 20–60 с и амплитудой $\sim 13,5$ т/ч. При увеличении расхода питательной воды и давления за испарителями до 10 МПа колебания прекратились.

При достижении мощности энергоблока 56 % номинальной колебания расхода воды возобновились. В момент их появления выходные параметры пара за ИМ были следующими: давление 11,5 МПа; перегрев пара 78°C . Период колебаний составлял 60–145 с, а амплитуда была равна примерно 15 т/ч. Выход из области неустойчивости был достиг-

нут увеличением расхода воды и повышением давления до 12,5 МПа, что привело к снижению температуры пара.

В результате выполненного анализа был сделан вывод о том, что действовавший на тот момент времени регламент пуска не обеспечивал устойчивую работу ИМ в этом режиме эксплуатации энергоблока. В определенных диапазонах изменения мощности ИМ имели малый запас до границы области гидродинамической неустойчивости, недостаточный для обеспечения устойчивой работы ИМ при выполнении следующих технологических операций (в скобках приведены основные дестабилизирующие факторы):

- ◇ настройка импульсных предохранительных клапанов на коллекторе СПП (резкое снижение давления по окончании настройки);
- ◇ подключение модулей промежуточного перегрева пара (увеличение расхода натрия, приводящее к увеличению соотношения массовых расходов натрия и воды);
- ◇ перевод испарителей в «прямоточный» режим работы (снижение давления);
- ◇ перевод питания парогенератора с РК М423 на РК М424 (снижение расхода воды);
- ◇ постановка регулирующих клапанов питательной воды на дистанционное управление (снижение расхода воды).

Кроме того, в процессе пуска, до момента включения в работу регенеративных подогревателей питательной воды, имел место опережающий рост мощности по отношению к увеличению расхода воды через парогенератор.

Рекомендации по повышению устойчивости испарителей при пуске блока. По результатам анализа изменения границ области гидродинамической неустойчивости в испарителях при пуске энергоблока были построены карты устойчивости. Отмечается, что в исследуемом диапазоне мощности возможны три типа расположения области неустойчивости, они приведены на рис. 4.10:

1. Возникновение гидродинамической неустойчивости возможно во всем исследуемом диапазоне мощности.
2. Между областями неустойчивости имеется область устойчивости (на рис. 4.10. она обозначена цифрой I), в которой максимально достижимое значение выходной относительной энтальпии потока для принятых параметров испарителей меньше граничного значения.
3. Области неустойчивости предшествует область устойчивости типа I.

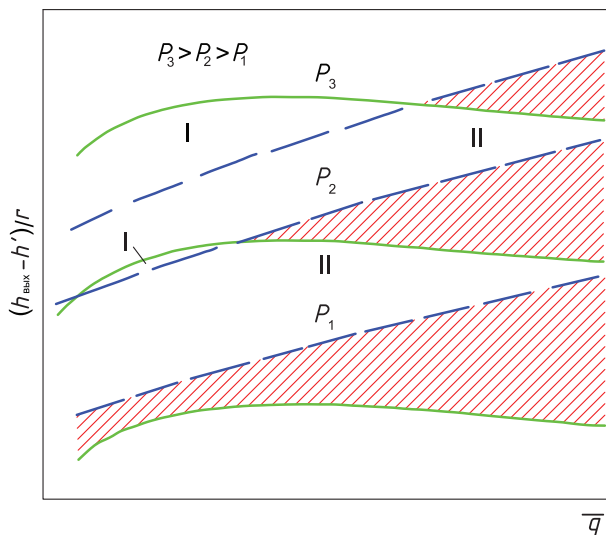


Рис. 4.10. Влияние давления и теплового потока на границу устойчивости испарителя:

I, II — области устойчивой работы; заштрихованная часть — область неустойчивости; — — — — граничное значение; - - - - - максимально достижимое значение

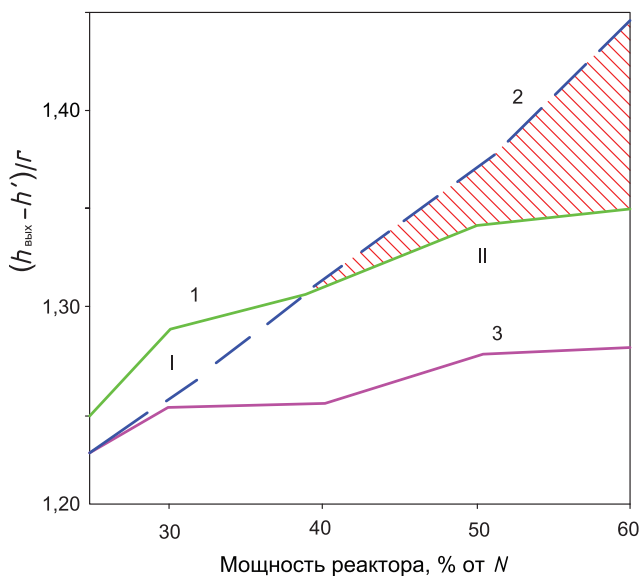


Рис. 4.11. Граница устойчивости испарителей в пусковом режиме:

I, II — области устойчивой работы; заштрихованная часть — область неустойчивости; 1 — граничное значение; 2 — максимально достижимое значение; 3 — рекомендуемое значение

Разработанные предложения заключаются в необходимости поддержания параметров испарителей (выходной температуры и давления пара) ниже значений, при которых возникает гидродинамическая неустойчивость, а именно:

- ◇ на уровне мощности энергоблока 18 % номинальной температуры 370–375 °С, при давлении 9–10 МПа;
- ◇ в диапазоне изменения мощности энергоблока 25–40 % номинальной температуры 380–385 °С, при давлении 10–11 МПа;
- ◇ на уровнях мощности энергоблока более 40 % номинальной температуры 385–395 °С, при давлении 11,5–12,5 МПа.

Поддержание параметров ИМ на указанных уровнях обеспечивает их работу в области устойчивости I типа примерно до мощности энергоблока, равной 38 % номинальной (рис. 4.11), и дает достаточный для обеспечения устойчивой работы ИМ запас на более высоких уровнях мощности.

При возникновении гидродинамической неустойчивости в испарителях в переходных режимах подавление колебаний расхода воды эффективно проводить повышением давления пара за испарителями, а в случае невозможности подъема давления по техническим причинам — снижением температуры пара путем увеличения расхода воды.

4.4. Теплогидравлические исследования ПГ при эксплуатации

Определение расхода теплоносителя по секциям ПГ производилось по показаниям секционных магнитных расходомеров, отградуированных корреляционным методом. Результаты измерений расходов представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Распределение расходов натрия по секциям парогенератора

$n_{\text{ГЦН}}$ об/ мин	Расход натрия через секции ПГ, м ³ /ч								$\Sigma G_{\text{ПГ}}$, м ³ /ч	$G_{\text{ср}}$, м ³ /ч	$P_{\text{ГЦН}}$, кг/см ²	$P_{\text{ББН}}$, кг/см ²	t_{Na} , °С
	А4	А3	А2	А1	Б1	Б2	Б3	Б4					
274	398	390	404	415	413	392	402	395	3226	402	1,63	1,51	247
549	784	783	804	803	818	790	805	778	6364	796	2,36	1,49	248

Окончание табл. 4.1

$n_{\text{ГЦН}}$ об/ мин	Расход натрия через секции ПГ, м ³ /ч								$\Sigma G_{\text{ПГ}}$, м ³ /ч	$G_{\text{ср}}$, м ³ /ч	$P_{\text{ГЦН}}$, кг/см ²	$P_{\text{ББН}}$, кг/см ²	t_{Na} , °С
	A4	A3	A2	A1	B1	B2	B3	B4					
765	1081	1081	1120	1109	1136	1098	1114	1103	8840	1105	3,27	1,47	248
974	1365	1376	1424	1398	1514	1375	1423	1414	11290	1407	4,36	1,42	248
761	1078	1077	1111	1106	1133	1091	1114	1105	8815	1101	3,43	1,48	248
272	400	394	405	412	411	390	395	394	3201	400	1,82	1,5	248

Примечание: А4–Б4 — станционное обозначение номеров секций парогенератора.

По результатам измерений расхода определялась гидравлическая характеристика II натриевого контура. Гидравлическая характеристика петли (рис. 4.12), полученная при испытаниях по проверке гидравлики II контура и ПГ, заметно отличается от проектной в сторону уменьшения гидравлического сопротивления тракта теплоносителя.

Гидравлическое сопротивление II контура значительно ниже проектного, и при номинальной частоте вращения ГЦН-2 970 об/мин расход натрия превысил номинальный на 30 %. При проведении виброизмерений трубных пучков модулей ПГ при максимальных значениях расходов натрия через II контур не было обнаружено увеличения вибрации пучка теплообменных труб выше допустимой.

Отличие экспериментальной гидравлической характеристики от проектной существует у всех трех петель II натриевого контура и объясняется тем, что на стадии проектирования были приняты значения коэффициентов гидравлического сопротивления элементов контура, определенные по максимальным оценкам.

Уменьшение полного гидравлического сопротивления каждой петли по сравнению с проектным привело к тому, что номинальные значения расходов теплоносителя достигаются при меньших скоростях вращения ГЦН-2.

Таким образом, существует запас до предельных значений расхода теплоносителя по II контуру и затраты энергии на прокачку одного и того же количества теплоносителя по петле меньше проектных.

Зависимость расхода натрия через ПГ от частоты вращения ГЦН-2, полученная по результатам экспериментальных исследований гидравлических характеристик, представлена на рис. 4.13.

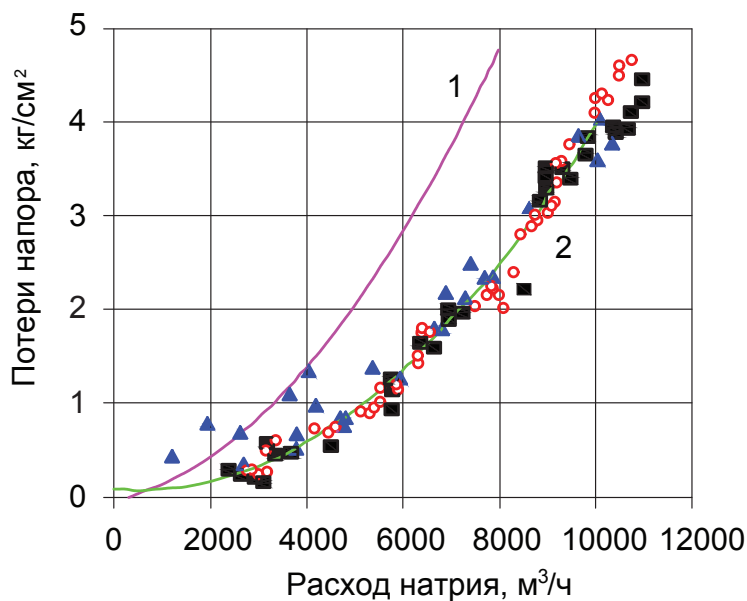


Рис. 4.12. Гидродинамическая характеристика II натриевого контура:

1 — проектная характеристика; 2 — опытная характеристика петли;
опытные данные: \circ — 4 ПГ; \blacksquare — 5 ПГ; \blacktriangle — 6 ПГ

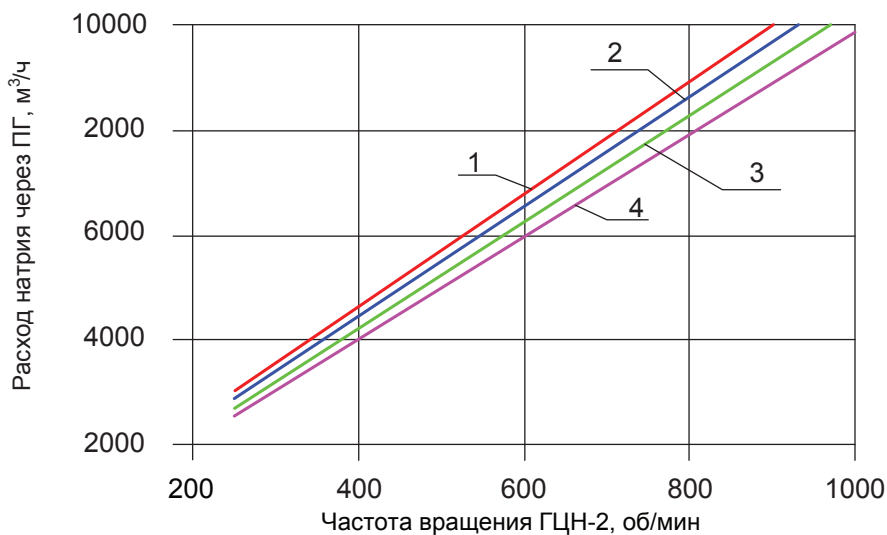


Рис. 4.13. Зависимость расхода через II контур от частоты вращения ГЦН-2 и числа работающих секций:

1 — восемь секций; 2 — семь секций; 3 — шесть секций; 4 — пять секций

Как видно из представленного рисунка 4.13, зависимость $G = f(n)$ линейно зависит от частоты вращения ГЦН-2 при различном числе работающих секций. На основании этого и по результатам измерений расходов натрия через II натриевый контур установлена связь между расходом натрия и частотой вращения ГЦН-2:

$$G_i = k_i \cdot n_i \cdot a, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где i — номер петли, k_i — эмпирический коэффициент, постоянный для i -й петли, a — коэффициент, учитывающий отключение модулей ОП или ПП.

В результате обработки данных по измерениям расходов теплоносителя коэффициент a составил значение 0,99 независимо от номера теплоотводящей петли. Коэффициент k_i для двух петель (4-я, 5-я) получился равным 11,2 (м³/ч)/(об/мин), а для третьей петли (6-я) — 11,7 (м³/ч)/(об/мин).

Полученная зависимость используется для оперативного расчета тепловой мощности реактора БН-600.

Для секционного ПГ большое значение имеет равномерность распределения расходов теплоносителя по секциям для обеспечения нормальных режимов его работы. Распределение расходов натрия через секции ПГ можно проверить только на действующем оборудовании энергоблока. Для определения фактического распределения расходов теплоносителя по секциям ПГ были проведены серии опытов на всех трех петлях II натриевого контура. Все испытания проводились при температуре теплоносителя 240–260 °С. Расход теплоносителя через каждую секцию ПГ измерялся секционными расходомерами при различном числе работающих секций. Испытания заключались в поочередном отключении секций ПГ, определении расходов теплоносителя через оставшиеся в работе секции при изменении частоты вращения ГЦН-2 от 250 до 970 об/мин. Результаты измерений приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Распределение расходов натрия по секциям ПГ при отключении секций

$n_{\text{гцн}},$ об/ мин	Расход натрия через секции ПГ, м ³ /ч								$\Sigma G_{\text{пг}},$ м ³ /ч	$G_{\text{ср}},$ м ³ /ч	$P_{\text{пн}},$ кг/см ²	$P_{\text{бон}},$ кг/см ²	$t_{\text{Na}},$ °С
	A4	A3	A2	A1	B1	B2	B3	B4					
276	452	0	457	464	450	431	443	432	3129	447	1,95	1,46	248
770	1184	0	1226	1211	1223	1178	1196	1176	8394	1199	3,4	1,43	248

Окончание табл. 4.2

$n_{\text{гцн}},$ об/ мин	Расход натрия через секции ПГ, м ³ /ч								$\Sigma G_{\text{пг}},$ м ³ /ч	$G_{\text{ср}},$ м ³ /ч	$P_{\text{пн}},$ кг/см ²	$P_{\text{бн}},$ кг/см ²	$t_{\text{на}},$ °C
	A4	A3	A2	A1	B1	B2	B3	B4					
971	1478	0	1537	1510	1611	1464	1509	1493	10602	1515	4,46	1,39	249
276	0	0	507	518	500	478	481	473	2957	493	2,0	1,46	248
768	0	0	1326	1309	1309	1263	1275	1264	7746	1291	3,59	1,43	248
971	0	0	1658	1629	1724	1571	1598	1490	9670	1612	4,82	1,39	249
276	511	0	512	0	501	478	480	474	2956	493	1,98	1,44	248
768	1290	0	1354	0	1310	1263	1274	1260	7751	1292	3,58	1,42	248
965	1594	0	1661	0	1719	1569	1596	1590	9729	1621	4,72	1,38	249
280	513	508	0	0	509	486	487	481	2984	497	1,92	1,43	249
768	1280	1291	0	0	1279	1262	1277	1260	7649	1275	3,53	1,41	249
280	502	495	0	515	511	0	476	488	2987	498	1,92	1,42	249
762	1252	1264	0	1291	1319	0	1290	1273	7689	1281	3,48	1,39	249
277	443	437	464	456	461	0	427	440	3128	447	1,87	1,41	249
762	1156	1189	1192	1190	1235	0	1205	1195	8362	1194	3,29	1,39	250

На основании проведенных измерений получено, что относительные отклонения расходов теплоносителя по секциям в различных режимах работы не превышают $\pm 5\%$ от среднего расхода через секцию как при работе со всеми включенными секциями, так и при отключении любых одной или двух секций. При этом характер распределения расходов теплоносителя по секциям практически не изменяется (рис. 4.14).

Среднее уменьшение расхода теплоносителя по петле в рабочем диапазоне скоростей вращения ГЦН-2 составляет: при отключении одной секции — 6%; при отключении двух — 13%. Среднее увеличение расхода теплоносителя по каждой работающей секции составляет: при отключении одной — 8%; при отключении двух — 16%, что не превышает допустимых расходов теплоносителя через секции, при которых наблюдается повышенная вибрация трубного пучка модулей ПГ.

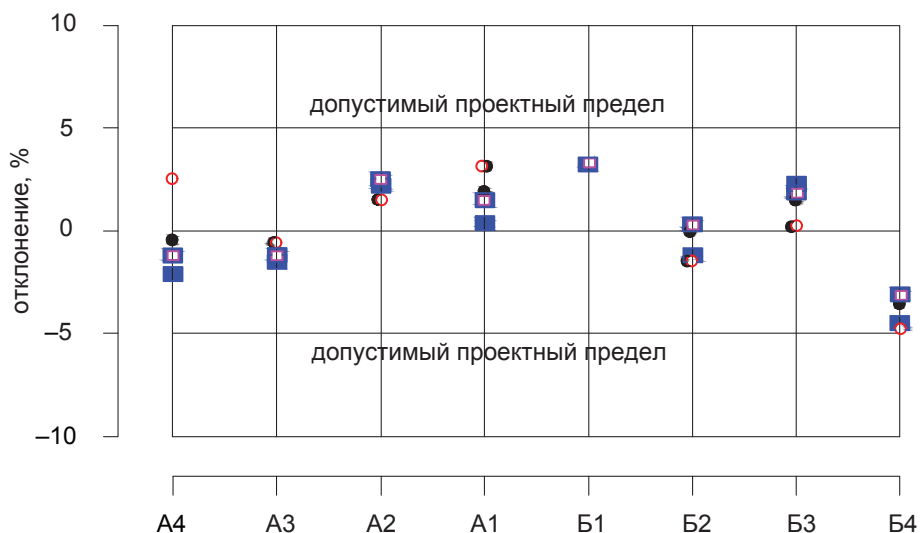


Рис. 4.14. Отклонение расходов от среднего значения для секций парогенератора в зависимости от частоты вращения насоса:

○ — 250 об/мин; • — 545 об/мин; □ — 765 об/мин; ■ — 974 об/мин;
A4–B4 — номера секций ПГ

Таким образом, равномерность распределения расходов теплоносителя по секциям ПГ практически не зависит от числа работающих секций, что обеспечивает нормальную, надежную эксплуатацию ПГ во всех режимах.

4.5. Тепловые процессы в парогенераторе «натрий — вода» при эксплуатации

Изучение температурного поля по сечению и высоте трубного пучка ИМ имеет принципиальное значение. Это обусловлено тем, что компенсация отдельных трубок в трубном пучке отсутствует. При появлении гидравлических разверок по расходам натрия в ячейках трубного пучка и воды в трубках в последних могут возникнуть значительные напряжения.

Величина температурного напора между натрием и пароводяной смесью в зоне кризиса теплообмена определяет амплитуду и частоту

пульсаций температуры теплопередающей поверхности в этой зоне, а следовательно, и ресурс парогенерирующей трубки. Значительная разность температур между натрием и пароводяной смесью в этой зоне и высокие коэффициенты теплопередачи приводят к тому, что максимальный тепловой поток в ПГ, обогреваемых жидким натрием, выше, чем для любых других ПГ. Экспериментальный и эксплуатационный опыт показывает, что скорость коррозии на водяной стороне ПГ под нагрузкой увеличивается по мере роста местного теплового потока. Увеличение теплового потока увеличивает скорость коррозии под напряжением на водной стороне и связанное с этим растрескивание трубок ПГ. Величина максимального теплового потока q_{\max} зависит от множества факторов, таких как давление пара в ПГ, массовая скорость пароводяного потока, мощность ИМ и ряда других. В связи с этим важно определить влияние различных режимных параметров, таких как давление в ПГ, массовая скорость пароводяного потока, мощность и т. д., на величину максимального теплового потока.

Расчеты ПГ энергоблока с реактором БН-600, результаты исследования модели ПГ на установке БОР-60 (см. п. 2.3.5) и опыт эксплуатации установки БН-350 показывают, что ПГ «натрий — вода» могут надежно работать при высоких тепловых потоках до $\sim 1 \text{ МВт/м}^2$.

4.6. Исследование температурных полей испарителей при разогреве электрообогревом и их заполнении натрием

Цель исследований — определение температурных полей ИМ при разогреве и заполнении натрием, работе ИМ на разных уровнях мощности энергоблока, определение тепловых потоков по длине теплообменной поверхности ИМ и влияние основных режимных параметров ПГ на максимальные тепловые потоки, определение режимов эксплуатации, обеспечивающих непревышение предельных значений максимальных тепловых потоков.

Исследования температурных режимов ИМ проводились для определения скорости разогрева металла корпуса, температурной развертки по высоте и сечению корпуса ИМ при разогреве, а также при заполнении секции натрием.

Контроль температурных режимов осуществлялся с помощью термопар системы термометрирования (СТМ), установленных на одной из секций ПГ, термопар системы электрообогрева типа ТХА-0073 с пределами измерений 0–550 °С, классом точности 5,0, термопарами термощупов (стандартная характеристика по ГОСТ 3044–61).

Измерения температурного режима ИМ при «сухом» разогреве показали, что в области тепловых зон электрообогрева III и IV температура имеет повышенное значение по сравнению со средней температурой по ИМ. Так, при прогреве до средней по ИМ температуры ~90 °С и величине уставки 110/90 °С максимальная температура в этих зонах составила 160 °С (рис. 4.15).

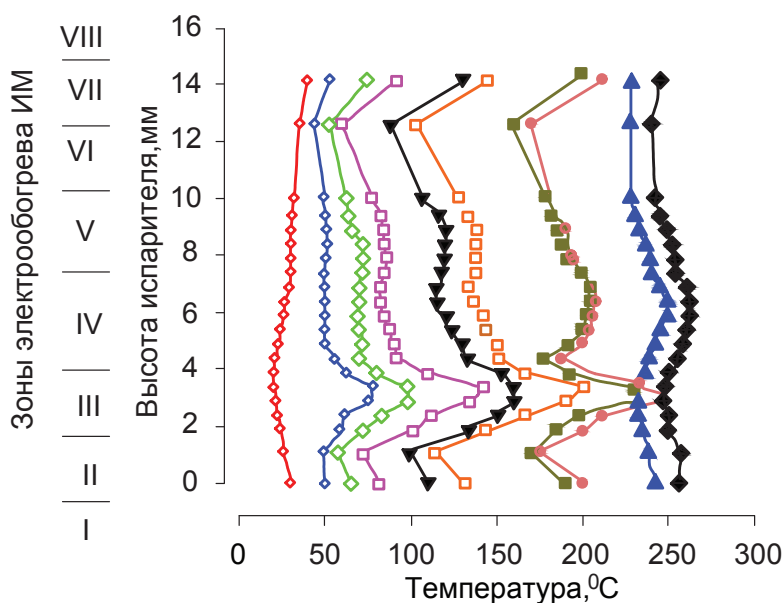


Рис. 4.15. Распределение температур по высоте ИМ при электрообогреве и заполнении натрием. Кривые (зависимости) соответствуют следующим состояниям (слева направо):

исходное состояние, 0 часов (начало разогрева), 10 часов, 16 часов, 24 часа, 29 часов, 45 часов, 50 часов, заполнение натрием, включение циркуляции

Было предположено, что на показания этих термопар влияет близость ниток электрообогрева этих зон. Для проверки этого предположения были проведены измерения температуры при отключенном электрообогреве.

При отключенном электрообогреве скорость снижения температур зон III и IV составила $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ при допустимой $2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$, в то время как на остальных участках она не превышала $0,7\text{--}1\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$.

После вскрытия и осмотра этих тепловых зон обнаружен надежный контакт термопар с металлом корпуса, а их спаи находились на расстоянии $10\text{--}15\text{ мм}$ от нити электрообогрева. Следовательно, термопары фиксировали истинную температуру металла — влияние нагревателей на показания термопар отсутствует.

По результатам измерения температурного режима в процессе разогрева ИМ установлено:

1. Металл корпуса разогревался со скоростью $5\text{--}6\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$, за исключением участка на уровне зоны электрообогрева III — эта зона разогревалась в $1,5\text{--}2$ раза быстрее, а ее максимальная температура на $60\text{--}80\text{ }^{\circ}\text{C}$ превышала среднюю по модулю.
2. Металл трубок прогревался со скоростью $5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ (рис. 4.16). Неравномерность температур по радиусу составила:
 - ◇ в трубках на уровне верхней трубной доски до $5\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - ◇ в трубках на уровне середины модуля $\sim 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 4.17);
 - ◇ максимальная неравномерность достигалась на уровне температур $160\text{ }^{\circ}\text{C}$, и при дальнейшем разогреве разверка температур на уровне середины модуля при достижении температур $230\text{ }^{\circ}\text{C}$ практически уменьшилась до нуля (рис. 4.16).

При заполнении петли натрием контроль ведется по показаниям уровнемеров, установленных в баках запаса натрия и в ББН. На начальном этапе контроль заполнения проводился дополнительно с помощью термопар СТМ. Изменение показаний термопар происходит из-за разницы в температурах натрия и металла корпуса. Как показали измерения температурного поля ИМ, при приближении уровня натрия к очередной измерительной точке температура металла корпуса увеличивается на $3\text{--}5\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение $10\text{--}15\text{ мин}$. При прохождении уровня в точке расположения термопары, находящейся на контроле, она фиксирует быстрое (в течение $3\text{--}5\text{ мин}$) повышение температуры на $15\text{--}17\text{ }^{\circ}\text{C}$.

После полного заполнения петли натрием температура металла по высоте выравнивалась, а после включения циркуляции по натриевому контуру температура всех точек выросла на $\sim 15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

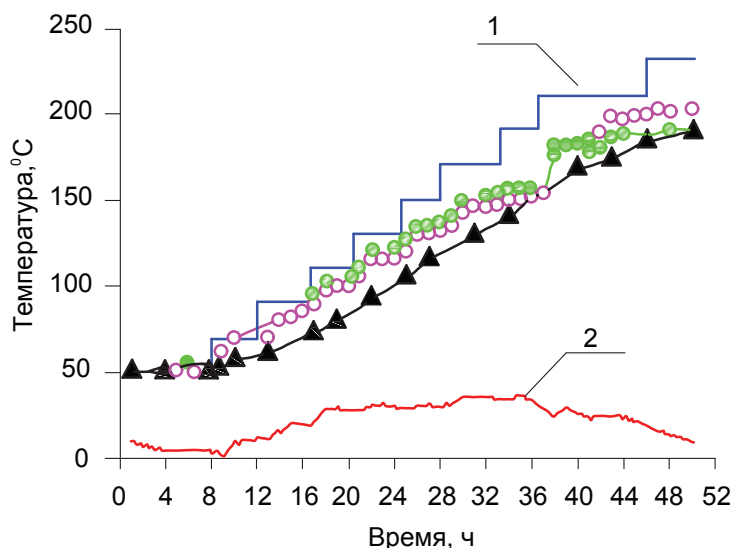


Рис. 4.16. Режим разогрева модуля испарителя. Тепловая зона V:
1 — изменение уставки электрообогрева; 2 — разность температур между центральной и периферийной трубками; ▲ — термошуп ИТ10; • — поверхностная термопара ИТ18; ○ — поверхностная термопара ИТ11

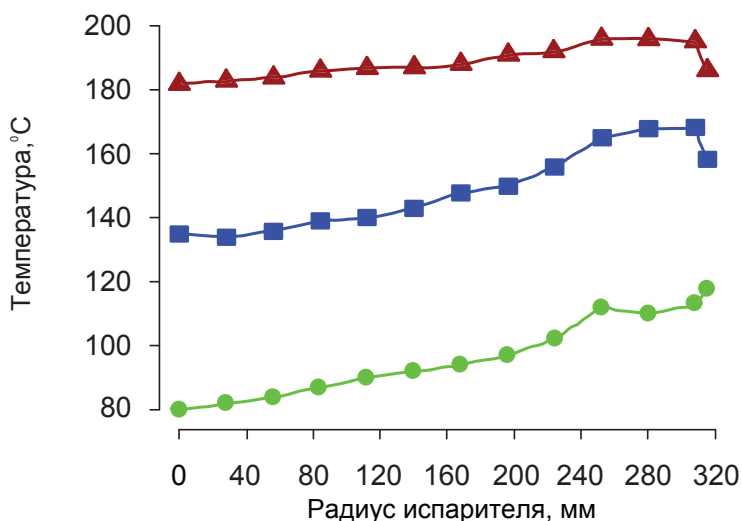


Рис. 4.17. Режим разогрева модуля испарителя. Тепловая зона V.
Распределение температур по сечению трубного пучка:
▲ — $t = 250\text{ }^{\circ}\text{C}$ (уставка электрообогрева); ■ — $t = 190\text{ }^{\circ}\text{C}$; • — $t = 130\text{ }^{\circ}\text{C}$

На примере проведенных измерений температурных полей ИМ при разогреве электрообогревом показано, что неравномерности температур по сечению трубного пучка не превышают допустимых проектных значений, поэтому напряжения, возникающие в районе верхней трубной доски, незначительные.

По результатам проведенных измерений были изменены требования эксплуатации систем электрообогрева и внесены изменения в инструкцию по эксплуатации ПГ. При прогреве секции ПГ до 150 °С делается временная выдержка в течение 10 ч, вместо 4 ч по проекту, для выравнивания температур по сечению трубного пучка. Изменен алгоритм разогрева модулей ПГ: температурные уставки электрообогрева в верхней части модулей устанавливают на 10–20 °С ниже, а в нижней на 10–20 °С выше, чем в средней части модулей.

4.7. Исследование температурных полей испарителя при работе парогенератора на мощности

На ИМ одной из секций модульного прямоточного ПГ на уровнях мощности 30–100 % от номинальной проведены исследования распределения температуры натрия по высоте и окружности корпуса.

Исследования проводились при давлении СПП 90–130 кг/см², массовых скоростях пароводяного потока 180–620 кг/(м² с), температуре питательной воды 165–240 °С. Максимальные достигнутые параметры ПГ приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Проектные и фактические параметры ПГ для режима с отключенным ПВД

Параметр	Единица измерения	Величина	
		проектная	достигнутая
Тепловая мощность	МВт	490	490
Расход натрия	кг/с	2030	1980
Температура натрия на входе в ПГ	°С	518	513
Температура натрия на выходе из ПГ	°С	328	314
Паропроизводительность	кг/с	167	160

Окончание табл. 4.3

Параметр	Единица измерения	Величина	
		проектная	достигнутая
Давление острого пара	МПа	14,0	12,0
Температура питательной воды	°С	158	163
Температура острого пара	°С	505	503
Давление пара промперегрева	МПа	2,8	2,6
Температура пара на входе в ПП	°С	300	296
Температура пара на выходе из ПП	°С	505	498

Измерения обеспечивались системой термометрирования (СТМ), системой контрольно-измерительных приборов (КИП) основных параметров по ПГ в целом и по его отдельным секциям. По данным измерений определено распределение температур натрия, теплового потока и коэффициентов теплопередачи по длине теплообменной поверхности, изучено влияние режимных параметров на величину максимального теплового потока в месте кризиса теплоотдачи.

Экспериментальные данные по распределению температур натрия приведены на рис. 4.18. На рисунке приведено расчетное распределение температур натрия (кривая 1). По рис. 4.18 видно, что результаты расчета хорошо согласуются с экспериментальными данными: различия не превышают 3–7 °С. Измеренные значения температур натрия ниже расчетных во всем исследованном диапазоне параметров. Это объясняется метрологической погрешностью температурного контроля и установкой поверхностных термопар на корпусе испарителя. Между кожухом трубного пучка и корпусом испарителя имеется зазор 10 мм, где циркулирует натрий с расходом ~ 1 % от общего расхода по испарителю. Это приводит к систематическому занижению температурного напора на ~ 1 °С.

Кроме того, в месте кризиса теплообмена наблюдались колебания температуры натрия, которые могли быть вызваны различными причинами:

- ◇ колебаниями тепловой нагрузки;
- ◇ случайным перераспределением расхода питательной воды по парогенерирующим трубкам;
- ◇ колебаниями температуры натрия на входе и выходе ИМ;
- ◇ структурой потока теплоносителя (турбулентные флуктуации температуры в потоке теплоносителя, попеременное охлаждение поверхности в зоне кризиса либо пленкой жидкости, либо паром).

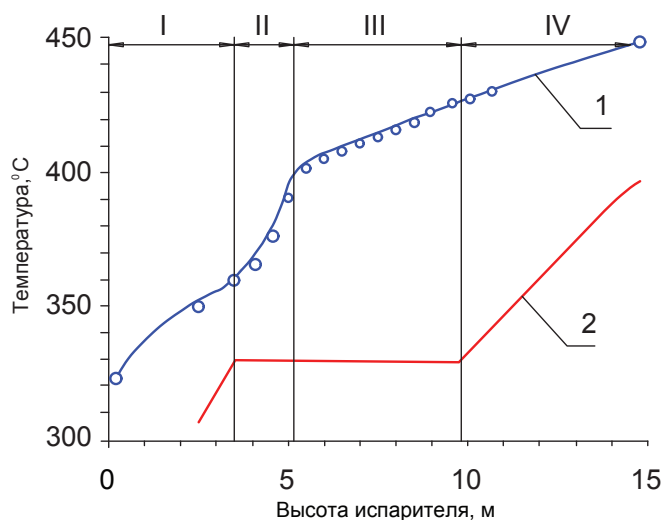


Рис. 4.18. Распределение температур натрия, воды-пара по высоте испарителя:

1 — расчетное распределение температур натрия; 2 — распределение температуры воды-пара; \circ — результаты измерения температуры натрия; I — экономайзерная зона; II — пузырьковое кипение; III — зона ухудшенного теплообмена; IV — зона перегрева пара

Наличие значительных колебаний температуры в стенке теплопередающей трубки вызывает ускоренную коррозию металла и приводит к появлению переменных термических напряжений. Все это может вызвать усталостные повреждения теплопередающих труб испарителя.

Амплитуда колебаний температуры металла в зоне кризиса зависит от числа Рейнольдса и достигает $\sim 6\%$ температурного напора между стенкой и пароводяной смесью, причем частота колебаний температуры стенки, которая соответствует максимальной амплитуде пульсаций, лежит в пределах $0,5\text{--}0,85$ Гц. Измерения полей температур на ИМ показали, что частота колебаний температуры по термопарам на корпусе лежит в пределах $0,02\text{--}0,03$ Гц, а амплитуда не превышает $2\text{--}3$ °C. Эти различия объясняются, во-первых, тем, что термопары СТМ расположены на наружной поверхности корпуса испарителя, то есть это не прямые измерения на трубках. Во-вторых, наличие неравномерного течения натрия в межтрубном пространстве испарителя, а также гидравлической разверки питательной воды по трубкам, которая составляет $\pm 3\%$, также приводит к расхождению данных, по-

лученных на ПГ энергоблока с реактором БН-600, и данных ФЭИ¹. Низкочастотные пульсации температуры связаны с колебаниями расхода питательной воды.

Пульсации температуры парогенерирующей поверхности наблюдались и в зоне ухудшенного теплообмена, однако их амплитуда в 2–3 раза меньше, чем в зоне кризиса теплообмена, и по мере удаления от места кризиса теплообмена колебания практически прекращаются (из-за полного испарения жидкости на стенке). Наличие капель в потоке пара может приводить к колебаниям температуры стенки по всей длине зоны ухудшенного теплообмена при условии выпадения капель на поверхность из ядра потока. В проведенных исследованиях температурных полей ИМ не зафиксировано появления пульсаций температуры в зоне ухудшенного теплообмена из-за наличия зазора 10 мм между корпусом и кожухом трубного пучка.

При увеличении мощности ПГ при пуске энергоблока изменяется профиль температур по высоте ИМ. Характерные распределения температур по высоте ИМ с ростом нагрузки представлены на рис. 4.19.

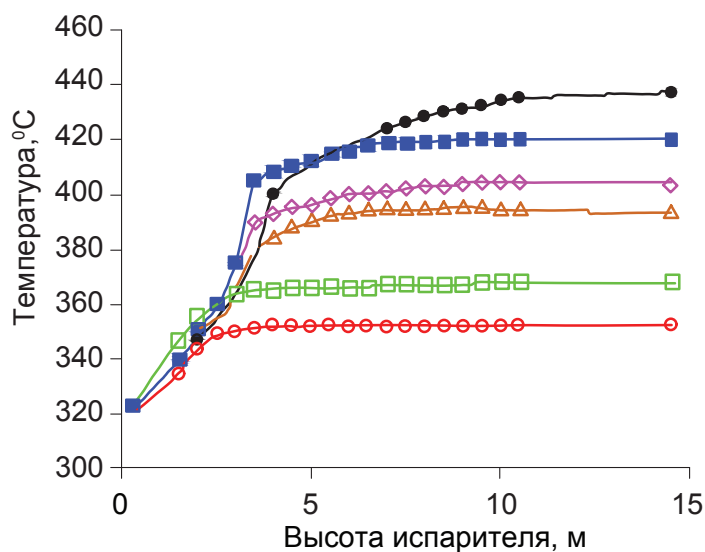


Рис. 4.19. Изменение профиля температур натрия по высоте ИМ при пуске ПГ в зависимости от мощности ИМ:

○ — 10 МВт; □ — 12,7 МВт; △ — 17,4 МВт; ◇ — 22,1 МВт;
■ — 27,4 МВт; • — 37,8 МВт

¹ Воробьев В. А., Ремизов О. В. Колебания температуры парогенерирующей поверхности в зоне кризиса // Аналитический обзор № ОБ-44. Обнинск, 1977.

Как видно из рисунка 4.19, на малых уровнях мощности ИМ 10–12,7 МВт на расстоянии от 0 до 3 м от нижней трубной доски (от входа питательной воды в ИМ) наблюдается изменение профиля температур натрия по высоте, а далее от 3 до 15 м в верхней части ИМ распределение температур равномерное. На малых уровнях мощности ПГ теплообмен происходит в нижней части ИМ, по мере увеличения нагрузки зоны теплообмена увеличиваются, занимая всю длину ИМ. Параметры ИМ для данного режима нагружения ПГ приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Изменение основных режимных параметров ИМ при пуске ПГ

$G_{\text{Na}},$ м ³ /ч	$T_{\text{вх}},$ °С	$T_{\text{вых}},$ °С	$P_{\text{пар}},$ МПа	$t_{\text{вых}},$ °С	$D_{\text{пв}},$ т/ч	$N_{\text{им}},$ МВт
780	352	314	9,7	351	16,1	10,0
770	367	315	9,6	366	20,0	12,7
801	394	313	10,3	369	27,5	17,4
770	406	317	10,3	398	33,2	22,1
798	425	314	11,6	388	46,3	27,4
988	439	314	12,3	398	63,9	37,8

Температуры на корпусе испарителя имеют неравномерное распределение по окружности во всем исследованном диапазоне режимных параметров. Максимальные неравномерности были зафиксированы в нижней части испарителя, вблизи трубопроводов отвода натрия и подвода питательной воды. При работе блока на мощности 60 % номинальной отклонения температуры от среднего значения составили: в нижнем сечении ± 20 °С; в верхних сечениях $\pm (5-7)$ °С.

При работе блока на уровнях мощности 80–100 % номинальной максимальные неравномерности, наблюдавшиеся в самом нижнем сечении, составили не более ± 30 °С (табл. 4.5).

Таблица 4.5

Неравномерности температур натрия по сечениям корпуса ИМ

$N_{\text{пг}},$ %	Параметры ИМ		Сечения				
	$t_{\text{Na}}/t_{\text{пв}},$ °С	$G_{\text{Na}}/D_{\text{пв}},$ м ³ /ч/т/ч	I	II	III	IV	V
60	305/162	1165/66	± 20	± 17	± 5	± 4	± 5
80	320/162	1172/67	± 30	± 21	± 6	± 6	± 5
90	320/165	1174/62	± 30	± 20	± 12	± 4	± 3
96	320/165	1080/65	± 26	± 25	± 10	± 3	± 6
99	318/163	1082/68	± 26	± 24	± 7	± 8	± 10

Увеличение мощности ПГ приводит к некоторому увеличению неравномерности поля температур корпуса ИМ по окружности в нижнем сечении. Эта зависимость неоднозначная: неравномерности увеличиваются с ростом мощности и достигают своего максимального значения при уровне мощности блока 80–85 % номинальной, а затем происходит их некоторое снижение. Наиболее существенное влияние на неравномерность распределения температур по окружности оказывает температура питательной воды. Как следует из табл. 4.5, наиболее низкую температуру по отношению к другим регистрировала термопара, ближайшая к трубопроводу питательной воды. Повышение температуры питательной воды при включении подогревателей высокого давления (ПВД) привело к снижению неравномерности температур по окружности, что, в свою очередь, обеспечивает более равномерную нагрузку параллельно работающих труб ИМ. При включении ПВД на мощности блока 80 % номинальной неравномерности температур по окружности в нижней части ИМ уменьшились с ± 27 до ± 20 °С.

4.8. Влияние режимных параметров парогенератора на максимальные тепловые потоки

Распределение тепловых потоков по высоте ИМ определялось по измеренным значениям расхода натрия через ИМ, по распределению температур натрия по высоте, параметрам воды-пара на входе-выходе ИМ (рис. 4.20).

Совпадение расчетных и опытных по распределению тепловых потоков по высоте ИМ в целом достаточно хорошее: отличие не превышает 10 %. Наибольшие расхождения наблюдались в зоне кипения и перегрева пара из-за различия в градиентах температур, что свидетельствует о более высоких расчетных коэффициентах теплопередачи в этих зонах. Реальные величины коэффициентов теплоотдачи и теплопередачи в зоне перегретого пара и конце участка ухудшенного теплообмена по данным ниже расчетных из-за термодинамической неравновесности пароводяного потока, степень которой увеличивается при снижении массовой скорости и давления СПП. Провести такие оценки в реальных условиях эксплуатации ПГ невозможно. Расхождения

связаны также с погрешностью определения температур: при ошибке в определении температуры наружной поверхности $\pm 2-3^\circ\text{C}$ изменение величины теплового потока составляет 3–5 %.

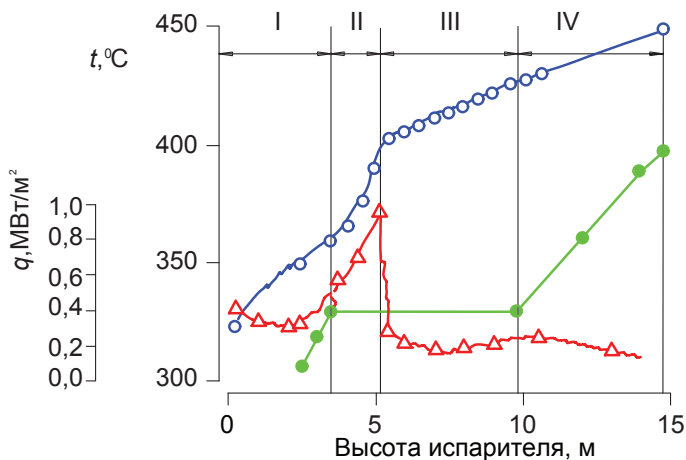


Рис. 4.20. Распределение температур и теплового потока в ИМ:

○ — распределение температур натрия; • — температура воды-пара;
 Δ — распределение теплового потока; I — экономайзерная зона; II — зона пузырькового кипения; III — зона ухудшенного теплообмена; IV — зона перегрева пара

Существенный вклад в погрешность определения тепловых потоков вносит неравномерность распределения температур по окружности. При ее величине $\pm 15^\circ\text{C}$ в экономайзерной области ИМ расхождение в определении тепловых потоков достигает $\pm 20\%$. Однако в экономайзерной области тепловые потоки меньше максимальных в ИМ в 2–3 раза, поэтому даже при таких расхождениях это не скажется на ресурсе теплообменных труб ИМ.

Тепловой поток по измерениям температур натрия по высоте ИМ определяется по формуле:

$$q = \frac{G_{\text{Na}} \cdot c_p \cdot \rho_{\text{Na}}}{\pi \cdot d \cdot n} \cdot \frac{\Delta T}{\Delta l}, \quad (4.21)$$

где G_{Na} расход натрия через ИМ, кг/с; c_p — теплоемкость натрия, Дж/(кг·°C); ρ_{Na} — плотность натрия, кг/м³; d, n — диаметр и количество трубок в ИМ, м и шт.; $\frac{\Delta T}{\Delta l}$ — изменение температуры натрия по длине на участке, °C/м.

Изменение температуры натрия по длине ИМ определяется по измерениям температур наружной поверхности корпуса ИМ между двумя соседними термопарами СТМ. Погрешность определения q по формуле (4.21) составляет 15–18 %.

Проведенные измерения температурных полей вдоль поверхности теплообмена для номинального уровня мощности ПГ и расчет по формуле (4.21) показали, что средние тепловые потоки составляют:

- ♦ в экономайзерной зоне 0,3–0,35 МВт/м²;
- ♦ в зоне ухудшенного теплообмена 0,15 МВт/м²;
- ♦ в зоне перегрева пара 0,18 МВт/м².

В зоне развитого кипения максимальный тепловой поток (q_{\max}) зависит от давления ($P_{\text{СПП}}$), массовой скорости пароводяного потока ($\rho\omega$), расхода натрия (G_{Na}) и ряда других параметров. Основной диапазон изменения максимального теплового потока находится в пределах 0,7–1,02 МВт/м² во всех режимах при мощностях испарителя 50–106 % номинальной.

4.9. Влияние температуры питательной воды на максимальные тепловые потоки в испарителе

Влияние температуры питательной воды на величину максимального теплового потока при постоянном значении давления в ИМ изучалось на уровне мощности реактора 80 % номинальной.

При увеличении температуры питательной воды с 164 до 230 °С при включении группы ПВД значения максимального теплового потока снижаются с 1 до 0,9 МВт/м² при неизменном давлении СПП, равном 11,5 МПа, и мощности ИМ 40 МВт.

Значения перепада температур в месте кризиса теплоотдачи между натрием и пароводяной смесью уменьшились с 80 до 70 °С. Снижение перепада температур с ростом температуры питательной воды вызвано уменьшением недогрева жидкости до температуры насыщения, что приводит к смещению кризиса теплоотдачи вниз, ко входу воды в ИМ. Максимальный тепловой поток является функцией нескольких параметров: температуры натрия на выходе из ИМ, давления, расходов натрия и питательной воды. Максимальный тепловой поток вычисляется по формуле:

$$q_{\max} = k \cdot \Delta T_{\text{гр-с}}, \quad (4.22)$$

где k — коэффициент теплопередачи. Величина коэффициента теплопередачи практически постоянна и по результатам исследований составляет от 12,2–13,4 кВт/(м²·°C);

$\Delta T_{\text{гр-с}}$ — перепад температур между натрием и пароводяной смесью в месте кризиса теплоотдачи, он определяется из уравнения теплового баланса и следующим выражением:

$$\Delta T_{\text{гр-с}} = T_{\text{вых}} - t_s + \frac{D_{\text{пв}} \cdot (x_{\text{гр}} \cdot r + h' - h_{\text{пв}})}{G_{\text{Na}} \cdot c_p \cdot \rho_{\text{Na}}}. \quad (4.23)$$

Теплота парообразования (r), энтальпия насыщения (h'), температура насыщения (t_s) зависят от давления, а граничное паросодержание ($x_{\text{гр}}$) является функцией расхода питательной воды и давления. Граничное паросодержание определяется по формуле Дорошука В. Е. с погрешностью 6 %:

$$x_{\text{гр}} = (0,86 - 0,00334 \cdot P_{\text{СПП}}) \cdot \sqrt{1000 / \rho \omega},$$

где $P_{\text{СПП}}$ — давление пара за ИМ, МПа; $\rho \omega$ — массовая скорость пароводяного потока, кг/(м²·с).

При росте температуры питательной воды увеличивается энтальпия питательной воды, а следовательно, при прочих равных условиях $\Delta T_{\text{гр-с}}$ уменьшается, что приводит к снижению максимального теплового потока.

4.10. Влияние температуры натрия на входе в испаритель

Максимальный тепловой поток в ИМ увеличивается с ростом мощности и температуры натрия на входе из-за увеличения нагрузки парогенерирующих труб. При увеличении мощности ИМ с 17 до 35 МВт максимальный тепловой поток вырос с 0,7 до 1,0 МВт/м² при неизменном давлении СПП. Однако с ростом мощности увеличивается расход питательной воды и давление СПП, что приводит к снижению максимальных тепловых потоков. Поэтому в переходных режимах возможны неоднозначные изменения максимальных тепловых потоков с увеличением мощности ИМ в зависимости от выбранно-

го алгоритма изменения расходов натрия, питательной воды и других режимных параметров.

В соответствии с проектным алгоритмом пуска ПГ максимальный тепловой поток с ростом мощности ПГ снижался. В результате проведенных опытных исследований было установлено, что максимальные тепловые потоки в ПГ достигают своего номинального значения $0,7 \text{ МВт/м}^2$ уже при мощности ИМ $\sim 40\%$ номинальной, а при увеличении мощности до $\sim 70\%$ номинальной увеличиваются еще в 1,28 раза (рис. 4.21).

Такой характер изменения максимального теплового потока с ростом мощности вызван изменением режима пуска ПГ по сравнению с проектным, заключающийся в алгоритме изменения расхода натрия через ПГ и давления пара в ИМ.

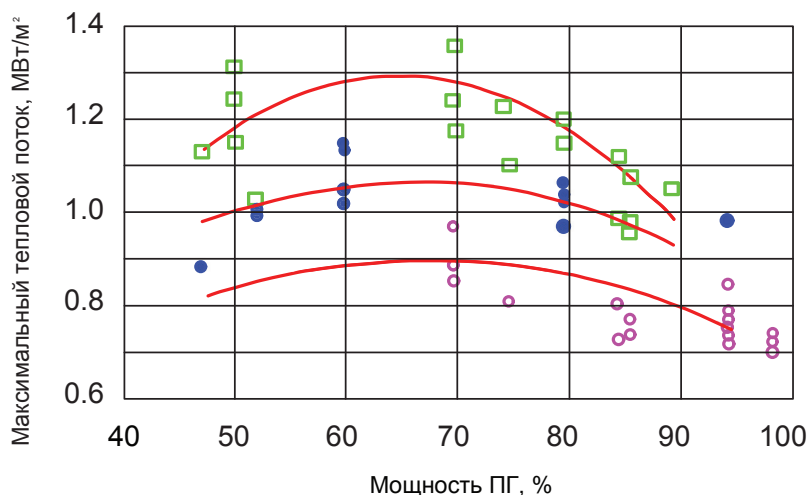


Рис. 4.21. Изменение максимального теплового потока с ростом мощности ПГ:

□ — $P = 9,5\text{--}10,7 \text{ МПа}$; • — $P = 11,2\text{--}12,0 \text{ МПа}$; ○ — $P = 12,5\text{--}13,4 \text{ МПа}$

Увеличение температурного напора в месте кризиса (максимального теплового потока) с ростом температуры натрия на входе в ИМ представлено на рис. 4.19. Увеличение температуры натрия на входе на 13°C привело к росту максимального теплового потока с $0,55$ до $0,7 \text{ МВт/м}^2$, а при дальнейшем увеличении температуры на входе еще на 38°C максимальный тепловой поток вырос до $1,0 \text{ МВт/м}^2$. При подъеме мощности с 80 до 90% максимальный тепловой поток начинает снижаться.

Следовательно, максимальный тепловой поток неоднозначно зависит от мощности ПГ: сначала с ростом мощности происходит увеличение максимального теплового потока, а затем снижение. Причем мощность, при которой начинается снижение максимального теплового потока, определяется неоднозначно из-за различного алгоритма изменения режимных параметров. Снижение температурных напоров и максимальных тепловых потоков в месте кризиса теплоотдачи связано с перераспределением мощностей между модулями ОП, ПП, ИМ в ПГ (рис. 4.22).

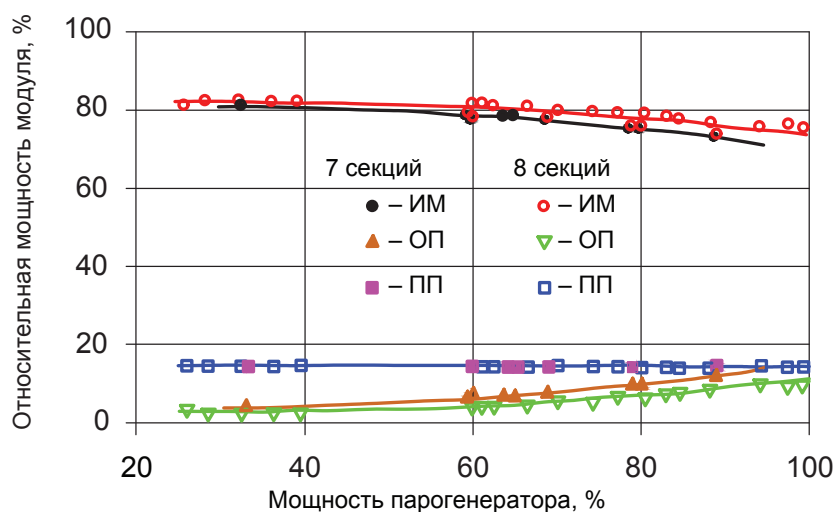


Рис. 4.22. Изменение мощности модулей ИМ, ОП, ПП с ростом мощности парогенератора в режимах с отключенными ПВД

Влияние расходов натрия и питательной воды. Снижение максимальных тепловых потоков в ИМ с ростом мощности ПГ в диапазоне 85–100 % номинальной объясняется следующим. Максимальный тепловой поток пропорционален расходу натрия через ИМ и градиенту температур на участке кипения:

$$q_{\max} \approx G_{\text{Na}} \cdot (\Delta T / \Delta l)_{\max},$$

где G_{Na} — расход натрия через ИМ, кг/с; $(\Delta T / \Delta l)_{\max}$ — максимальный градиент температур натрия в ИМ, °С/м.

Измерения полей температур по высоте ИМ показали, что с увеличением мощности ПГ q_{\max} снижается (табл. 4.6).

Таблица 4.6

Изменение максимального теплового потока (q_{\max}) с ростом мощности ПГ

Уровень мощности, %	Изменение T_{Na} по ИМ, $(\Delta T/\Delta I)_{\max}$	Расход натрия, G_{Na} , м ³ /ч	Давление пара, $P_{\text{спп}}$, МПа	q_{\max} , МВт/м ²
91	30	1108	12,0	1,0
92	28	1148	12,0	0,977
92	26	1152	12,2	0,954
94	24	1196	12,2	0,942
97	21	1234	12,2	0,919

Увеличение расхода натрия приводит к увеличению максимальных тепловых потоков в ИМ, но влияние градиента температур более значительное, чем расхода натрия, поэтому с ростом мощности ПГ максимальные тепловые потоки снижаются (табл. 4.6). Снижение градиента температур в зоне кипения вызвано ростом расхода питательной воды и уменьшением граничного паросодержания. Коэффициент теплоотдачи пропорционален расходу питательной воды:

$$\alpha \approx D_{\text{пв}}^{0,8},$$

где $D_{\text{пв}}$ — расход питательной воды через ИМ, т/ч.

Рост расхода питательной воды приводит к увеличению коэффициентов теплоотдачи и теплопередачи в ИМ, кроме зоны развитого кипения. Вследствие роста расхода питательной воды увеличивается отводимое тепло в модуле ОП, что влечет за собой снижение температуры натрия на входе в ИМ при постоянной температуре натрия на выходе из ПГ, а следовательно, к уменьшению градиентов температур в ИМ и снижению максимальных тепловых потоков. В табл. 4.7 приведены результаты измерений по определению влияния расходов теплоносителя на величину максимального теплового потока. Измерения проводились в режимах пуска ПГ для различных начальных частот вращения ГЦН-2.

Таблица 4.7

Результаты исследования расходов натрия через ИМ на q_{\max}

Параметр	Единица измерений	Частота вращения ГЦН-2				
		254	430	514	494	490
G_{Na}	м ³ /ч	458,2	731,2	780	760	760

Окончание табл. 4.7

Параметр	Единица измерений	Частота вращения ГЦН-2				
		254	430	514	494	490
$T_{\text{вх}}^{\text{ПГ}}$	°С	397,2	362,4	355,2	367,2	406,2
$T_{\text{вх}}^{\text{с}}$	°С	396,0	361	352,2	367,2	400,2
$T_{\text{вых}}^{\text{с}}$	°С	304,2	310,4	314,4	315,2	316,8
$P_{\text{СПП}}$	МПа	10,3	9,4	9,7	9,6	10,25
$t_{\text{пв}}$	°С	162	162,6	164,1	161,0	161,1
$t_{\text{СПП}}$	°С	390,6	355,2	351,0	366,0	398,4
$N_{\text{ИМ}}$	МВт	13,1	12,0	10,0	12,7	22,1
$D_{\text{пв}}$	т/ч	21,2	18,4	16,0	20,0	33,2
$\Delta T_{\text{гр-с}}$	°С	70	56	42,6	55	78
q_{max}	МВт/м ²	0,895	0,716	0,55	0,703	0,995

Сравнение двух режимов при работе ГЦН-2 на частоте вращения 430 и 250 об/мин, когда мощности ИМ примерно одинаковы, показывает, что режим работы с большей частотой вращения ГЦН-2 (большим расходом натрия через ИМ) предпочтительнее, т. к. максимальные тепловые потоки здесь меньше. Максимальные перепады температур между натрием и пароводяной смесью для двух этих режимов составили 56 и 70 °С, максимальные тепловые потоки 0,716 и 0,895 МВт/м² соответственно. Дальнейший подъем мощности приводит к увеличению перепадов температур и максимальных тепловых потоков. Поэтому при пуске блока с минимальной скорости вращения ГЦН-2 ~250 об/мин возможны превышения максимально допустимых тепловых потоков и перепадов температур между теплоносителем и рабочим телом в ИМ, которые составляют 1,02 МВт/м² и 80 °С соответственно.

Превышение допустимых максимальных потоков в ИМ, как уже отмечалось выше, приводит к росту амплитуды пульсаций температуры стенки теплообменной трубы и возрастанию термических напряжений выше допустимых значений. Следовательно, с точки зрения непревышения максимально допустимых тепловых потоков и перепадов температур желательно подъем мощности блока вести с повышенными скоростями вращения ГЦН-2.

4.11. Влияние температуры натрия на выходе из испарителя

Влияние температуры натрия на выходе из ИМ ($T_{\text{Na}}^{\text{вых}}$) на величину максимального теплового потока изучалось для режимов работы ПГ с включенными и отключенными ПВД на уровнях мощности, близких к номинальным.

Расчет q_{max} для различных температур натрия на выходе из ИМ проводился по формулам (4.22) и (4.23). Как видно из формулы (4.23), определяемой из теплового баланса, рост температуры натрия на выходе из ИМ однозначно приводит к увеличению q_{max} . На рис. 4.23 и 4.24. представлены расчетные и экспериментальные данные по влиянию $T_{\text{Na}}^{\text{вых}}$ на q_{max} .

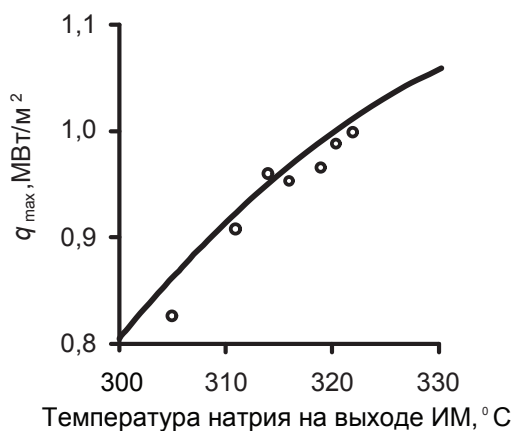


Рис. 4.23. Изменение максимального теплового потока от температуры натрия на выходе ИМ:

$N_{\text{ИМ}} = 40,5$ МВт; $P_{\text{СПП}} = 11,7$ МПа; $t_{\text{ПВ}} = 162$ °C;
 ——— — расчет; ○ — эксперимент

Экспериментальные значения q_{max} определялись по результатам измерения профиля температур натрия по высоте испарителя. Изменение $T_{\text{Na}}^{\text{вых}}$ обеспечивалось корректировкой уставки задатчика поддержания температуры натрия на выходе из ПГ.

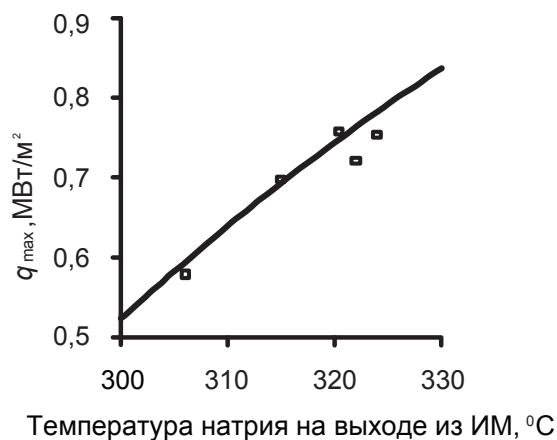


Рис. 4.24 Изменение максимального теплового потока с ростом температуры натрия на выходе ИМ:

$N_{\text{ИМ}} = 43$ МВт; $P_{\text{СПП}} = 13,8$ МПа; $t_{\text{ПВ}} = 240$ °C; — расчет; □ — эксперимент

Как видно из рис. 4.23 и 4.24, расчетные и экспериментальные данные хорошо согласуются между собой. Экспериментальные данные ниже расчетных из-за погрешностей измерения полей температур в ИМ.

Максимальный тепловой поток по результатам измерения поля температур по высоте ИМ определяется зависимостью (4.21). Увеличение q_{\max} с ростом температуры натрия на выходе из ИМ вызвано увеличением градиента температур натрия на участке развитого кипения. Это связано с тем, что увеличение температуры натрия на выходе сопровождается ростом профиля температур натрия по высоте ИМ. При постоянном давлении в ИМ, неизменных расходах теплоносителя и питательной воды через ИМ подогревы натрия (ΔT) на экономайзерном и кипящих участках, а также мощности этих участков остаются постоянными. За счет роста профиля температур натрия по длине теплообменной поверхности из-за увеличения температуры натрия на выходе из ИМ растет температурный напор на этих участках между натрием и водой-паром. При неизменной мощности ИМ это влечет за собой снижение протяженности участков. При неизменных подогревах (ΔT) натрия и снижении длины участков (Δl) градиенты температур натрия ($\Delta T / \Delta l$) увеличиваются и согласно формуле (4.21) растет максимальный тепловой поток.

Расчеты и измерения параметров ИМ при работе ПГ на номинальных уровнях мощности показали, что увеличение температуры натрия

на выходе из ИМ приводит к росту максимальных тепловых потоков: увеличение температуры натрия на выходе из ИМ с 300 до 320 °С привело к повышению максимального теплового потока на 43 % при постоянной температуре питательной воды 240 °С и постоянной мощности ИМ (табл. 4.8).

Из данной таблицы следует, что увеличение температуры натрия на выходе из ИМ на 1 °С приводит к росту максимальных тепловых потоков на $\sim 0,01$ МВт/м².

Таблица 4.8

Влияние температуры на выходе из ИМ на q_{\max}

Параметр	Един. измер.	Величина				
$T_{\text{Na}}^{\text{вых}}$	°С	290	300	310	320	330
$\Delta T_{\text{и}}$	°С	100,00				
G_{Na}	м ³ /ч	1200,00				
$P_{\text{СПП}}$	МПа	11,00				
$t_{\text{пв}}$	°С	240,00				
$t_{\text{СПП}}$	°С	380,00				
$T_{\text{гр}}$	°С	354,00	362,00	371,00	382,00	390,00
$\Delta T_{\text{гр-с}}$	°С	38,00	46	55,00	66,00	74,00
q_{\max}	МВт/м ²	0,49	0,58	0,71	0,84	0,95

При снижении расходов питательной воды в ПГ происходит снижение мощности ОП, и при постоянной температуре натрия на входе в ПГ увеличивается температура натрия на входе в ИМ. Рост температуры натрия на входе в ИМ влечет рост температуры натрия на выходе из ИМ, рост градиентов температур и, следовательно, рост максимальных тепловых потоков.

Влияние давления пара за испарителями. На основании проведенных измерений полей температур на различных уровнях мощности ПГ установлено, что давление СПП существенным образом влияет на величину максимальных тепловых потоков (q_{\max}) в ИМ. Результаты исследования по определению зависимости максимальных тепловых потоков в ИМ от давления пара за ИМ приведены в табл. 4.9.

Рост давления пара приводит к снижению максимальных тепловых потоков. Так, при увеличении давления с 11,9 до 12,9 МПа тепловой поток уменьшился с 1,02 до 0,92 МВт/м² (на 9%). Однако, как показывают

расчеты, снижение q_{\max} при увеличении давления должно быть более значительным — на 12–17 %. Такое расхождение между расчетными данными и результатами исследований объясняется тем, что при увеличении давления пара изменились основные параметры по секциям (табл. 4.9).

Таблица 4.9

Результаты исследования влияния давления СПП на величину q_{\max}

Параметр	Ед. изм.	Значение параметра						
$P_{\text{СПП}}$	МПа	11,8	11,93	12,13	12,33	12,38	12,88	12,6
$T_{\text{Na}}^{\text{вх ПГ}}$	°С	492,0	493,8	494,4	496,2	495,6	499,2	498,6
$T_{\text{Na}}^{\text{вых ПГ}}$	°С	313,8	316,2	318,0	319,8	319,8	325,8	322,8
А/Б		313,8	316,2	318,0	319,8	319,8	326,4	324,6
$T_{\text{Na}}^{\text{вых ОП/ПП}}$	°С	460,8	465,0	467,4	469,8	469,8	472,2	472,8
		426,6	427,2	427,2	427,8	429,6	432,6	432,0
$T_{\text{Na}}^{\text{вых с}}$	°С	322,8	325,8	327,0	328,8	328,8	334,2	331,8
$G_{\text{Na}}^{\text{с}}$	м ³ /ч	1168	1171	1171	1174	1171	1176	1174
$t_{\text{пв}}$	°С	165,3						
$D_{\text{пв}}$	т/ч	268,4	265,6	262,4	261,6	262,4	256,8	260,4
А/Б		191,6	190,0	188,4	187,6	187,2	184,0	185,6
$D_{\text{пв}}^{\text{с}}$	т/ч	58,4	57,9	57,5	57,2	57,5	56,4	57,2
$t_{\text{СПП}}$	°С	403,2	408,6	412,8	415,2	415,2	412,2	415,8
$\Delta T_{\text{гр-с}}$	°С	80	80	77	75	74,5	72	73
q_{\max}	МВт/м ²	1,02	1,02	0,98	0,96	0,955	0,92	0,94

Например, температура натрия на выходе из испарителя увеличилась на 9 °С, температура СПП выросла на 8 °С. Расход натрия и питательной воды через секцию не изменился. Рост температуры СПП свидетельствует об увеличении тепловой нагрузки на ИМ. Одновременно все эти факторы приводят к росту максимального теплового потока (q_{\max}). Изменение параметров секции ПГ при увеличении давления пара за ИМ приведено на рис. 4.25.

Увеличение давления в ИМ приводит к росту температуры насыщения, что, в свою очередь, при постоянной температуре питательной воды приводит к увеличению количества тепла, отводимого питательной водой на экономайзерном участке ИМ. Следовательно, и изменение температуры натрия (ΔT) на этом участке увеличивается. С другой стороны, увеличение давления в ИМ вызывает снижение гранично-

го паросодержания и количества тепла, отводимого питательной водой на участке кипения, уменьшается и снижается перепад температур натрия (ΔT) в ИМ на этом участке. Это приводит к снижению максимальных тепловых потоков.

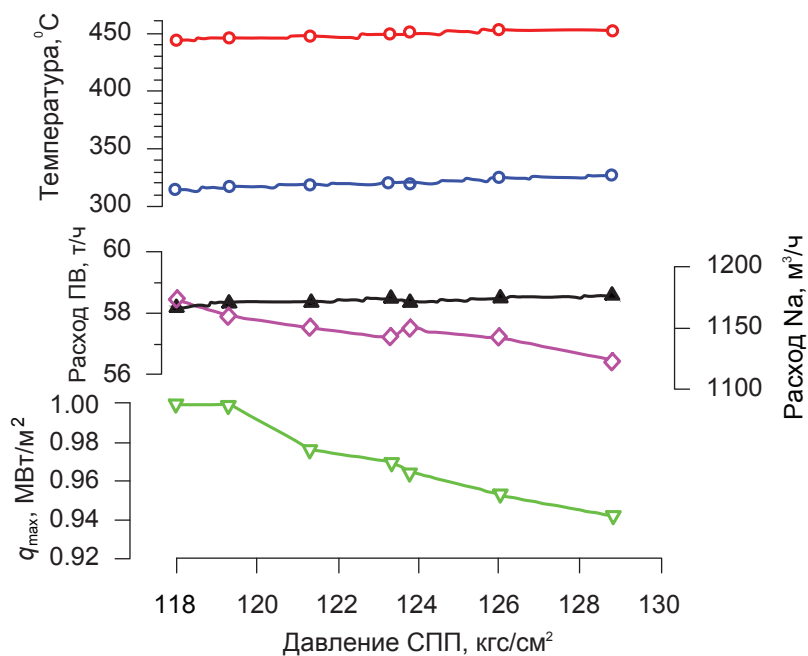


Рис. 4.25 Изменение параметров секции и ПГ при увеличении давления СПП:

- — температура на входе в испаритель; ○ — температура на выходе из ПГ;
- ▲ — расход натрия через секцию; ◇ — расход питательной воды через секцию;
- ▽ — максимальный тепловой поток

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Измерения температурного режима модуля ИМ поверхностными термопарами и термощупами при разогреве перед заполнением натрия показали, что разность температур по радиусу трубного пучка при заданном алгоритме разогрева $5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ не превышает $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ в центральной части трубного пучка по высоте и $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ по радиусу трубной доски.

Максимальные неравномерности $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ в средней части трубного пучка возникали при разогреве ИМ до уровня температур 150—

160 °С. Это потребовало изменения режима разогрева модулей ПГ, поскольку трубки трубного пучка не имеют компенсационных гибов. Увеличено время выдержки при разогреве ПГ перед заполнением натрием с 4 до 10 ч, что привело к снижению неравномерности разогрева трубок. Возникающие при этом термические напряжения не превысили величин, заложенных в проекте.

2. Исследования показали неравномерное распределение температур по окружности корпуса испарителя, причем максимальные неравномерности наблюдались в сечении, ближайшем к патрубку подвода питательной воды, и составляли 30 °С на уровне мощности парогенератора 80 % номинальной. Повышение температуры питательной воды (включение ПВД) привело к снижению этих неравномерностей до 20 °С.
3. Расчетное распределение температур натрия по высоте испарителя отличается от измеренного не более чем на 3–7 °С. Это объясняется тем, что измерение температур производится по показаниям термопар, установленных на наружной поверхности корпуса испарителя. Между корпусом и кожухом трубного пучка имеется зазор с циркулирующим в нем натрием. Наличие этого зазора приводит к систематическому снижению действительных температур натрия в межтрубном пространстве.
4. Исследовано влияние режимных параметров на величину максимального теплового потока в ИМ. Определены основные параметры, существенно влияющие на величину максимального теплового потока. Установлена неоднозначная зависимость максимального теплового потока при увеличении мощности ПГ при пуске энергоблока: до уровня мощности 70–80 % номинальной q_{\max} увеличивается, а после 80–85 % снижается, что связано с изменением давления СПП и расхода питательной воды.

Вопросы для повторения

1. Нарисуйте и объясните изменение температур в процессе теплопередачи от теплоносителя к рабочему телу для элементарного участка трубки для двух вариантов: теплоноситель протекает внутри труб и в межтрубном пространстве.

2. Какими расчетными закономерностями можно пользоваться при расчете теплоотдачи для тонкостенных трубок $\left(\frac{d_n}{d_{вн}} \leq 2\right)$ с достаточной степенью точности?
3. В каких пределах следует выбирать диаметры, если среда движется внутри трубок за счет напора, создаваемого насосом?
4. От чего зависит теплопроводность стенки $\lambda_{ст}$?
5. Что называется тепловой разверкой?
6. Что называют тепловой гидравлической неравномерностью?
7. Назовите наиболее целесообразный способ предотвращения тепловой разверки.
8. Перечислите основные виды гидродинамической неустойчивости.
9. Какие методы существуют для борьбы с гидродинамической неустойчивостью?

5. РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ С НАТРИЕВЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ

5.1. Пуск парогенератора ПГН-200М (установки с реактором БН-600)

Парогенераторы являются неотъемлемой частью технологической схемы ядерной энергетической установки. При пусках ПГ изменяется давление и температура теплоносителя и рабочего тела, вплоть до номинальных значений, следствием чего является существенное изменение теплового состояния ПГ и энергоблока. Существуют несколько режимов пуска ПГ и энергоблока:

1. Пуск из холодного состояния.
2. Пуск из холодного состояния после кратковременной остановки.
3. Пуск из горячего состояния.

Наибольшее количество операций при выводе ПГ на номинальный уровень мощности и наибольшая сложность присущи пуску из холодного состояния. Рассмотрим его подробнее. Сначала определим, что такое холодное состояние. Холодным состоянием ПГ считается режим, при котором температура натрия в натриевом контуре поддерживается в пределах 220–240 °С.

При проведении ремонтных работ на П натриевом контуре, связанном с необходимостью дренирования всего натриевого теплоносителя в баки запаса натрия, перед пуском необходимо провести заполнение ПГ натрием. При этом перед заполнением металлоконструкции ПГ разогревают с помощью системы электрообогрева с определенной скоростью, которая была установлена при изучении температурного поля по сечению и высоте трубного пучка ИМ при проведении пуско-

наладочных работ. Необходимость обусловлена тем, что компенсация отдельных трубок в трубном пучке отсутствует.

Разность температур металла и натрия перед заполнением не должна превышать 40 °С.

После заполнения ПГ температурный режим поддерживается системой электрообогрева на уровне 220–240 °С.

5.1.1. Подготовительные операции по II контуру и ПГ

Создание циркуляции теплоносителя через ПГ. Все три петли выводятся на режим циркуляции натрия от ГЦН-2. После этого проводится проверка работы ГЦН-2 во всем диапазоне эксплуатационных частот вращения, от 250 до 750 об/мин. Частота вращения увеличивается шагом через 50 об/мин с выдержкой на каждой ступени 3–5 мин.

Проведена проверка качества натрия. Для обеспечения требуемой теплотехнической эффективности поверхностей теплообмена в ПГ качество натрия должно соответствовать определенным условиям по содержанию примесей. Концентрация примесей (по содержанию кислорода — оксидов, поступающих в контур при проведении ремонтных работ) коррелирует с температурой, при которой примеси кристаллизуются. Чем выше данная температура, тем большее количество примесей находится в натриевом теплоносителе. Эта температура кристаллизации примесей называется *температурой забивания*. Контроль температуры забивания определяется пробковым индикатором примесей, показавшим свою хорошую эксплуатационную надежность, простоту и точность. Данные индикаторы были разработаны еще для реакторов БР-5, БР-10 и в последующем внедрены на всех остальных реакторах с натриевым теплоносителем.

Критерии: температура забивания не более 170 °С, содержание водорода не более 0,5 ppm (система индикации водорода в натрии на выходе секций ПГ — ИВА). Введена в работу система очистки натрия — по две фильтр-ловушки на каждой петле.

Проведена проверка качества аргона в газовых полостях буферных баков натрия (ББН). Допустимое содержание контролируемых примесей (в объемных %): азот 0,5 %, углерод (в виде окиси и двуокиси углерода) 0,005 %, водород 0,1 %, метан 0,005 %. Содержание этих примесей контролируется работниками химического цеха по указанию оперативного персонала. При необходимости качество газа доводится до норм продувкой чистым аргоном.

Готова к работе система дренирования натрия из петель в баки запаса. Для этого проверяется работоспособность натриевой арматуры (на открытие-закрытие), дренажные трубопроводы на модулях ПГ разогреваются системой электрообогрева до 400–450 °С и поддерживаются на этом уровне в течение всей микрокампании.

Введены системы контроля межконтурной плотности ПГ. В контроле межконтурной плотности ПГ участвуют следующие системы:

- ◇ Система индикации водорода в натрии на выходе каждого модуля испарителя — ИВА. Индикатор водорода предназначен для контроля протечек парогенератора «натрий — вода» по изменению концентрации водорода в натрии. Датчик водорода изготовлен из никелевой мембраны. Внешняя поверхность мембраны омывается натрием, а внутренняя полость вакуумируется магниторазрядным насосом. Водород диффундирует через никелевую мембрану в вакуумную полость магниторазрядного насоса. Концентрация водорода в натрии определяется по количеству водорода, продиффундировавшего через мембрану, путем измерения тока магниторазрядного насоса.
- ◇ Система индикации водорода в газе буферной емкости — КАВ (хроматограф).
- ◇ Система индикации проскока газа через сдувные линии секций ПГ — ИТИ.
- ◇ Контроль давления газа в ББН.
- ◇ Расходомеры натрия на выходе секции.

Проведена проверка готовности САЗ ПГ. Проверяется готовность к работе системы защиты от повышения давления во II контуре (мембранные разрывные устройства МРУ, баки аварийного сброса первой и второй системы БАС-1,2).

Проведена проверка отключения секций ПГ по алгоритму «малая течь ПГ». Проведена проверка отключения ПГ по алгоритму «большая течь ПГ».

5.1.2. Третий контур

Организация циркуляции питательной воды через испарители ПГ:

1. Производится проверка технологических защит, блокировок (ТЗБ) питательных насосов ПЭН и подогревателей высокого давления ПВД, и осуществляется вывод на режим деаэратора Д-6.

2. Прогревается водопитательный тракт ПГ перед заполнением резервным паром от пуско-резервной котельной.
3. Заполнение водопитательного тракта по схеме: Д-6 — ПЭН — ПВД — питательный узел ПГ — расширитель бака грязного конденсата РБГК.
4. Постановка водопитательного тракта под рабочее давление от ПЭН. После этого проводится осмотр и дефектация оборудования.
5. Отмывка водопитательного тракта по схеме: Д-6 — ПЭН — ПВД — питательный узел ПГ — расширитель бака грязного конденсата РБГК. Отмывка производится по методике:
 - ◇ накопление максимального эксплуатационного уровня в Д-6;
 - ◇ создание расхода питательной воды 300—350 т/ч (~50 % номинального);
 - ◇ срабатывание уровня в Д-6 до минимального эксплуатационного;
 - ◇ снижение расхода до ~10 т/ч, накопление уровня в Д-6;
 - ◇ анализ качества питательной воды.

Требования к качеству питательной воды перед заполнением испарителей ПГ: содержание соединений железа (в пересчете на Fe) не более 500 мкг/кг, соединений меди (в пересчете на Cu) не более 60 мкг/кг.

6. Прогрев трубопроводов входа и выхода испарителей резервным паром.
7. Заполнение испарителей ПГ питательной водой.

Параметры заполнения:

- ◇ скорость вращения ГЦН-2 500 об/мин;
- ◇ температура натрия 220—240 °С;
- ◇ температура питательной воды ~160 °С;
- ◇ разница температур между натрием и питательной водой не должна превышать 80 °С;
- ◇ давление пара в испарителях ПГ не менее 6 кг/см²;
- ◇ давление питательной воды ~120 кг/см².

Заполнение производится расходом ~80 т/ч. Расход регулируется регулятором расхода М423. При росте давления в испарителях более P_s (~25 кг/см²) регуляторами расхода воды и давления пара М427 режим стабилизируется на параметрах $G \sim 10$ т/ч и $P \sim 100$ кг/см².

8. Постановка испарительного тракта под рабочее давление 130 кг/см² — дефектация оборудования.

9. Отмывка испарительного тракта повышенным расходом аналогично отмывке водопитательного тракта. Критерий окончания отмывок — качество воды до и после испарителей одинаково и не превышает норм для перевода испарителей ПГ в режим выработки пара.
10. Замыкание тракта циркуляции по схеме: Д-6 — ПЭН — ПВД — испарители ПГ — пусковой расширитель (РР-13) — Д-6.
11. Вводится в дежурный режим система аварийного расхолаживания:
 - ◇ аварийные питательные насосы 4, 5, 6 АПЭН;
 - ◇ дизельные генераторы питания 4, 5, 6 АПЭН;
 - ◇ насосы аварийной подпитки деаэраторов;
 - ◇ сбросные устройства ПГ;
 - ◇ перемычка АПЭН.

Общестанционное оборудование. Проводятся регламентированные проверки и ввод в работу или в дежурный режим следующих систем:

1. Система подачи резервного пара от пуско-резервных котельных.

Для справки. На блоке № 3 есть своя пуско-резервная котельная, обеспечивающая расход пара на блок до 50 т/ч. На площадке блока № 4 есть своя котельная, имеющая трубопроводы связи с блоком № 3. При необходимости дополнительно можно подать до 100 т/ч на блок № 3. Обычная потребность в паре котельных на начальном этапе пуска 30–50 т/ч.

2. Система запаса чистой обессоленной воды (два бака запаса по 1000 м³ каждый), система подачи воды от установки химводоочистки, система сбора и очистки загрязненной воды из III контура (бак «грязного» конденсата, общелочная обессоливающая установка, блочные обессоливающие установки).
3. Система гидразинно-аммиачной обработки питательной воды и конденсата ТГ.
4. Система подачи азота, водорода, воздуха на генераторы.
5. Система запаса и подачи аргона к потребителям.
6. Система приточно-вытяжной и специальной вентиляции.
7. Системы, важные для безопасности (СВБ), проверяются и вводятся в работу (в дежурный режим) в составе рассмотренных систем. Отличие — более строгие правила оформления готовности систем.

5.1.3. Подъем мощности энергоблока и ПГ

Вывод реактора в критическое состояние и на уровень мощности 0,1 % $N_{\text{ном}}$

Параметры реактора перед выводом на 0,1 % $N_{\text{ном}}$. Температура натрия на выходе из реактора 220–240 °С. Данный уровень температуры поддерживается и на остановленном реакторе. Перед выводом на 0,1 % $N_{\text{ном}}$ температура в натриевых контурах должна быть в пределах 220–240 °С.

По достижении 0,1 % $N_{\text{ном}}$ мощность стабилизируется постановкой одного из автоматических регуляторов мощности (АРМ) в режим автоматики. После этого проверяется поочередно работа обоих АРМов, один из них остается в работе, другой — в резерве.

Подъем мощности реактора

Этап 1. Подъем мощности реактора от 0,1 до ~ 5 % $N_{\text{ном}}$

1. Задача этапа — поднять параметры блока для перевода испарителей ПГ в режим выработки пара.

При работе испарителей ПГ в режиме выработки пара для исключения гидравлической неустойчивости пароводяного потока (межтрубной развертки расходов в пучке) должны соблюдаться два условия:

- ◇ расход питательной воды (пара) не менее 5 % $G_{\text{ном}}$ (33 т/ч);
- ◇ давление пара не менее 40 кг/см².

Исходя из этого необходимо поднять мощность реактора до 4–5 % $N_{\text{ном}}$ и температуру натрия на входе в ПГ до 290–300 °С.

2. Исходное состояние.

2.1. Мощность реактора 0,1 % $N_{\text{ном}}$, температура натрия в реакторе.

Температура теплоносителя в натриевых контурах 220–240 °С, расход натрия через реактор ~70 % $G_{\text{ном}}$ (в работе три ГЦН-1, скорость вращения 700 об/мин). Расход натрия в петлях II контура ~70 % $G_{\text{ном}}$ (скорость вращения ГЦН-2 500 об/мин).

2.2. Через испарители ПГ циркуляция питательной воды с расходами, обеспечивающими температуру натрия в реакторе 220–240 °С, на уровне 2 % номинального (~10 т/ч), давление на выходе испарителей на уровне 100 кг/см².

3. Поднимается мощность реактора задатчиком рабочего АРМа (автоматический регулятор мощности). Скорость подъема не более 0,3 % $N_{\text{ном}}$ /мин, при этом скорость увеличения температуры

натрия на выходе из реактора не более $30\text{ }^{\circ}\text{C/ч}$. Расходы натрия в I и II контурах постоянные ($70\% G_{\text{ном}}$). Расход питательной воды в процессе подъема увеличивается до 100 т/ч ($\sim 15\% G_{\text{ном}}$). По достижении мощности реактора $4\text{--}5\% N_{\text{ном}}$ и температуры натрия на входе в ПГ $290\text{--}300\text{ }^{\circ}\text{C}$ режим стабилизируется для проверки качества питательной воды и, при необходимости, доведения качества до необходимого.

Примеси, нормируемые в питательной воде перед выводом ПГ в паровой режим:

1. Жесткость общая, мкг-экв/кг	не более 1
2. Соединения натрия (в перерасчете на Na), мкг/кг	не более 10
3. Соединения железа (в перерасчете на Fe), мкг/кг	не более 150
4. Соединения меди (в перерасчете на Cu), мкг/кг	не более 20
5. Соединения кремниевой кислоты (в перерасчете на SiO_2), мкг/кг	не более 150
6. Содержание хлоридов, мкг/кг	не более 10
7. Содержание кислорода (после деаэрата), мкг/кг	не более 10
8. Электропроводимость Н-катионированной пробы при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, мкСм/см	не более 1
9. Величина pH при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$	7,0–9,5

Примеси, нормируемые в питательной воде при работе ПГ в паровом режиме на стационарном энергетическом уровне мощности:

1. Жесткость общая, мкг-экв/кг	не более 0,2
2. Соединения натрия (в пересчете на Na), мкг/кг	не более 5,0
3. Соединения железа (в пересчете на Fe), мкг/кг	не более 10,0
4. Соединения меди (в пересчете на Cu), мкг/кг	не более 5,0
5. Соединения кремниевой кислоты (в пересчете на SiO_2), мкг/кг	не более 15,0
6. Содержание хлоридов, мкг/кг	не более 3,0
7. Содержание кислорода (после деаэрата), мкг/кг	не более 10,0
8. Электропроводность Н-катионированной пробы при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, МкСм/см	не более 0,3
9. Величина pH при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$	в пределах $9,1 \pm 0,1$
10. Соединения свободного гидразина (в пересчете на N_2H_4), мкг/кг	в пределах 20,0–60,0

Доведение качества питательной воды до необходимого достигается за счет 100 %-й прокачки всего конденсата из конденсатора турбины (ОК) через обессоливающие установки (БОУ). Дополнительно на данном этапе производится замена воды в тракте циркуляции путем частичного сброса в бак грязного конденсата (БГК) и подпитки контура из бака запаса чистого конденсата (БЧК).

Процесс перевода испарителей ПГ в паровой режим. На БН-600 принят режим быстрого перевода. Поочередно на каждой петле расход питательной воды снижается со 100 до 40 т/ч. Одновременно давление в испарителях снижается со 100 до 50 кг/см². Пар после испарителей сбрасывается в расширитель пара (РР-13). Из расширителя пар поступает в общий для всех трех петель паропровод собственных нужд (п/п 13 ата), откуда используется на деаэраторы, уплотнения ТУ, эжектора конденсаторов ТУ, подогреватели низкого давления (ПНД-4). Излишки пара могут сбрасываться из паропровода 13 ата через редуционно-охладительные установки (РОУ) в конденсаторы турбин.

После перевода испарителей ПГ на пар прекращается расход пара на собственные нужды блока № 3 от пуско-резервных котельных.

Этап 2. Подъем мощности реактора от 5 до ~18 % $N_{ном}$

Задачи этапа:

- ◇ включить в работу основные перегреватели ПГ;
- ◇ подготовить к работе промежуточные перегреватели ПГ;
- ◇ провести настройку (проверку настройки) и проверку исправности действия предохранительных клапанов ПГ;
- ◇ прогреть и подготовить к пуску ТА;
- ◇ вывести ТГ на холостой ход (3000 об/мин);
- ◇ включить в сеть ТГ.

1. Прогрев и включение основных перегревателей ПГ.

Материал модулей основных перегревателей ПГ — нержавеющая сталь Х18Н9. Конструктор ПГ категорически не допускает подачи влажного пара в основные перегреватели из-за возникающих при этом возможностей коррозионного растрескивания стали.

При небольшом перегреве пара в испарителях (перегрев менее $t_s + 20$ °С) расчетно-экспериментальным путем определен факт присутствия в потоке пара отдельных капель воды. Поэтому подача пара в основные перегреватели с перегревом менее $t_s + 20$ °С не допускается.

После перевода всех испарителей в режим выработки пара продолжается подъем мощности реактора. При перегреве не менее $t_s + 20^\circ\text{C}$ начинается последовательный прогрев участков: входные трубопроводы — модули основных перегревателей — выходные трубопроводы — трубопроводы до ТА — быстродействующая редукционно-охладительная установка (БРОУ). Как отмечалось ранее, излишки пара сбрасывались до этого момента из паропровода 13 ата через редукционно-охладительные установки (РОУ) в конденсаторы турбин. По готовности БРОУ организуется расход пара через них, сброс через РОУ прекращается.

2. Подготовка к работе промежуточных перегревателей ПГ.
3. Настройка предохранительных клапанов ПГ.

Нормативной документацией установлены требования по проверке предохранительных клапанов:

- ♦ При каждом пуске оборудования, но не реже 1 раза в 12 месяцев должна производиться проверка исправности действия.
- ♦ После ремонта предохранительного клапана, но не реже 1 раза в 12 месяцев должна производиться проверка настройки клапана.

На каждом из ПГ установлены 23 предохранительных клапана.

Проверка исправности действия производится открытием-закрытием клапана ключом управления с выбросом среды в атмосферу на мощности $10\text{--}18\% N_{\text{ном}}$ при давлении менее рабочего.

Проверка настройки производится поднятием давления в защищаемом оборудовании до давления, при котором должен срабатывать клапан.

Наибольшее давление настройки для клапанов, установленных на коллекторе после испарителей, 162 кг/см^2 . С учетом того, что температура пара при этом должна быть не менее $t_s + 20^\circ\text{C}$, верхний эксплуатационный уровень температуры натрия на выходе ПГ 328°C , расход натрия через ПГ $\sim 70\% G_{\text{ном}}$, необходимо иметь температуру натрия на входе ПГ на уровне 380°C . Этим и определен уровень мощности $\sim 18\% N_{\text{ном}}$.

После увеличения давления до давления настройки поочередно производится настройка предохранительных клапанов, настроечные грузы стопорятся, давление снижается, схема управления клапаном приводится в эксплуатационное состояние.

4. Подготовка к пуску и прогрев ТА.

Подготовка начинается заблаговременно. Основные этапы:

- 4.1. Проверка и приведение всей арматуры ТА в исходное состояние.

- 4.2. Включение в работу маслосистемы ТА.
- 4.3. Постановка ТГ на валоповоротное устройство (ВПУ).
- 4.4. Проверка работы стопорных (СК) и регулирующих клапанов (РК) ТА.
- 4.5. Проверка защит и блокировок ТА
- 4.6. Включение в работу конденсатного тракта и его последующая отмывка.

- 4.7. Набор вакуума в конденсаторе ТА.
- 4.8. Перевод генераторов с воздуха на водород.

Прогрев ТА начинается после перевода испарителей ПГ в режим выработки пара, когда в систему резервного пара подается перегретый пар от испарителей. Этапы прогрева:

- ◇ Прогрев цилиндра высокого давления (ЦВД), паропроводов «холодного» промпароперегрева (ХПП) резервным паром.
- ◇ Прогрев СК, РК и перепускных труб ЦВД. Этот этап выполняется после организации расхода пара через БРОУ. Пар на прогрев подается из паропровода острого пара ТА.
- ◇ Прогрев трубопроводов «горячего» промперегрева (ГПП), СК, РК и перепускных труб цилиндра среднего давления (ЦСД) резервным паром.

5. Вывод ТА на 3000 об/мин.

Параметры пара перед ТА перед пуском должны соответствовать:

- ◇ температура 360–400 °С;
- ◇ давление 20–40 кг/см²;
- ◇ расход на БРОУ не менее 80 т/ч.

Этапы вывода:

- 5.1. Толчок и вывод на 500 об/мин.
- 5.2. Проверка плотности СК, РК ЦВД и ЦСД.
- 5.3. Настройка предохранительных клапанов на коллекторе «холодного» промпароперегрева.

5.4. Вывод на 1200 об/мин. Выдержка 30 мин для прогрева.

5.5. Вывод на 3000 об/мин.

5.6. Проверка противоразгонной защиты.

6. Включение в сеть ТА.

Вводится в работу система возбуждения, поднимается напряжение на выводах генератора до равенства с напряжением сети. Частота вращения генератора поддерживается на ~ 0,2–0,3 Гц больше частоты сети. Включается в работу автоматический синхронизатор, кото-

рый по выполнении условий синхронизации дает команду на включение выключателя генератора. Генератор в сети.

Увеличением расхода пара ТГ нагружается до 5–7 МВт. Выдержка времени ~30 мин для прогрева, после чего БРОУ закрывается. Нагрузка ТГ ~30 МВт.

7. После включения в сеть всех трех ТГ продолжается подъем мощности реактора.

Этап 3. Подъем мощности реактора от 18 до 60 % $N_{\text{ном}}$

Задачи этапа:

- ◇ поднять мощность реактора с разрешенной скоростью до 60 % $N_{\text{ном}}$;
- ◇ перевести регулирование расхода питательной воды через ПГ с «малых» регуляторов на «большие»;
- ◇ перевести расход пара на основные пароперегреватели с «малой» нитки на «большую»;
- ◇ включить в работу регенеративные подогреватели низкого давления (ПНД-2–4) от отборов ТА;
- ◇ начать подключение подогревателей высокого давления (ПВД-5-7);
- ◇ на мощности 60 % $N_{\text{ном}}$ провести тарировку ионизационных камер контроля нейтронного потока реактора.

1. Как уже говорилось ранее, разрешенная скорость подъема мощности реактора в этом диапазоне не более 0,3 % $N_{\text{ном}}$ в минуту; скорость увеличения температуры натрия на выходе из реактора не должна превышать 30 °С/ч.

Графики изменения параметров реактора и ПГ в пусковом режиме приведены на рис. 5.1.

2. Перевод регулирования расхода питательной воды через ПГ с «малых» регуляторов на «большие» (см. рис. 2.29).

«Большие» (М424) и «малые» регуляторы (М423) в автоматическом режиме поддерживают заданную температуру натрия на выходе из ПГ — это основной контур регулирования. Коррекция температуры натрия на выходе из ПГ производится по расходу натрия через ПГ (сигнал частоты вращения ГЦН-2) и по расходу питательной воды через регулятор. «Малые» регуляторы обеспечивают регулирование в диапазоне от 0 до 300 т/ч (~45 % $G_{\text{ном}}$), «большие» регуляторы устойчиво начинают работать с расходов ~100 т/ч (суммарный расход ~200 т/ч). При работе «малых» регуляторов «большие» не участвуют в регулировании и открыты полностью. После увеличения расхода питательной воды на ПГ ~220–240 т/ч переводят регулирование с М423 на М424.

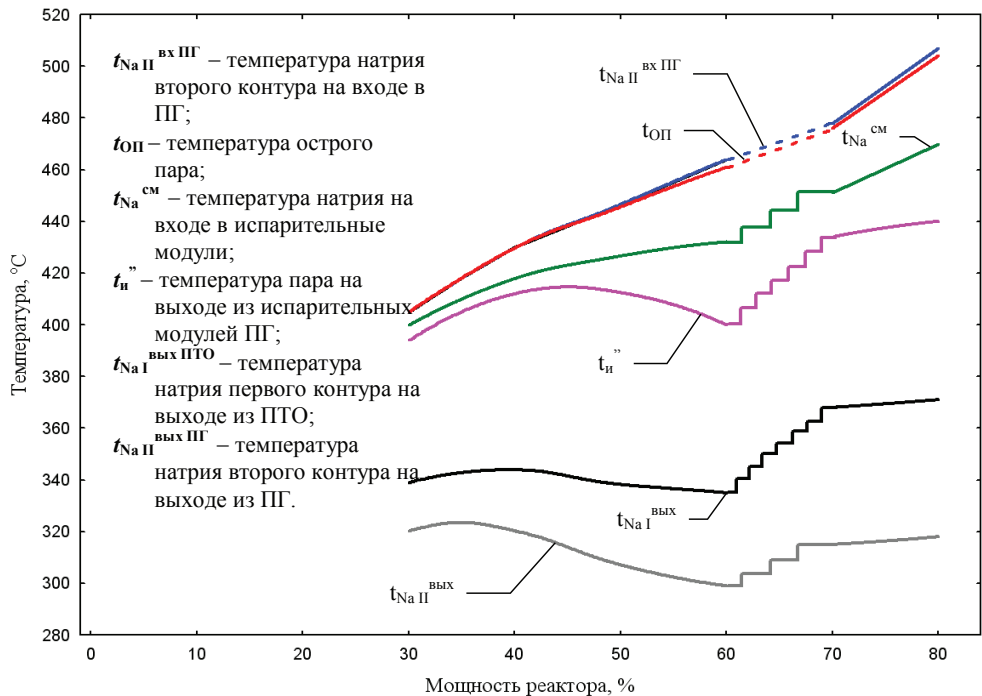
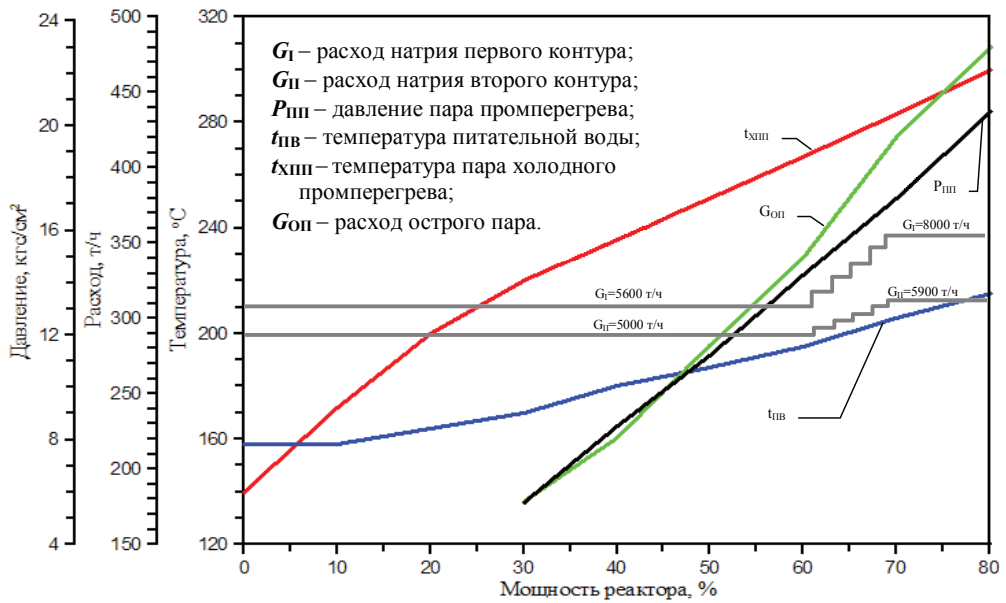


Рис. 5.1. Графики изменения параметров реактора и ПГ в пусковом режиме

Технология перевода:

- ◇ Прикрываются «большие» регуляторы до вступления их в область регулирования.
 - ◇ Открывается «большая» задвижка (М212).
 - ◇ В дистанционном режиме (управление от ключей) «большими» регуляторами устанавливаются необходимые расходы, и регуляторы переводятся в автоматический режим управления.
 - ◇ «Малые» регуляторы в дистанционном режиме открываются полностью и переводятся в ждущий автоматический режим управления. Регуляторы начнут работать только при закрытии «большой» задвижки (М212).
3. Перевод расхода пара на основные пароперегреватели с «малой» нитки на «большую».

На этапе подъема мощности реактора до $\sim 28\% N_{\text{ном}}$ «большие» задвижки (М200) закрыты — расход через «малые» задвижки (М277), при этом регуляторы М427 работают в автоматическом режиме поддержания давления пара на выходе из испарителей («до себя»). Работа по этой схеме обеспечивает:

- ◇ поддержание давления пара после испарителей $\sim 100 \text{ кг/см}^2$ в области гидравлической стабильности;
- ◇ отсутствие влияния возмущений давления на «хвосте» на режим испарителей;
- ◇ работу регулирующих клапанов ТА (РК) в автоматическом режиме поддержания давления «до себя» на уровне $\sim 40 \text{ кг/см}^2$, что позволяет поддерживать степень открытия РК более 50 % — в области их устойчивой работы — и избежать излишнего дросселирования пара на РК.

На мощности $\sim 28\% N_{\text{ном}}$ пропускная способность регуляторов М427 близка к максимальной, поэтому выполняется перевод расхода пара на основные пароперегреватели с «малой» нитки на «большую».

Технология перехода: степенями открываются «большие» задвижки М200, а малые М277 прикрываются, воздействием на РК ТГ поддерживается исходное давление пара после испарителей $\sim 100 \text{ кг/см}^2$ (рис. 5.2).

4. Включение в работу регенеративных подогревателей низкого давления (ПНД-2—4) от отборов ТА. На начальном этапе пуска подогрев конденсата ТУ перед подачей его в деаэратор производится на ПНД-4 подачей резервного пара. При мощности

ТГ 30–40 МВт давление в отборах ТА позволяет подключить ПНД-2–4 от отборов.

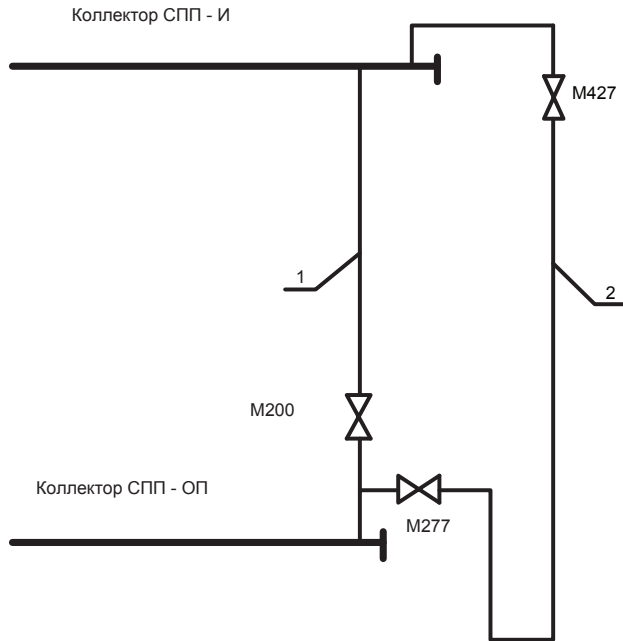


Рис. 5.2. Схема растопочного оборудования:
1 — трубопровод подачи пара на ОП («прямоток»);
2 — трубопровод растопочной линии

5. Подключение подогревателей высокого давления (ПВД-5–7).

По питательной воде подогреватели подключены еще перед пуском блока (перед заполнением испарителей ПГ). Качество отмывки трубных пучков от продуктов коррозии на мощности заведомо хуже.

По паровой части ПВД начинают отмывать при мощности ТГ ~70 МВт.

6. При мощности 60% $N_{\text{ном}}$ производится четырехчасовая выдержка.

Этап 4. Подъем мощности реактора и ПГ от 60 до 100% $N_{\text{ном}}$

1. Разрешенная скорость подъема мощности от 60 до 100% $N_{\text{ном}}$ не более 2,3% $N_{\text{ном}}$ /ч.
2. До 65% $N_{\text{ном}}$ подъем продолжается при постоянных расходах натрия в I, II контурах — скорость вращения ГЦН-1 700 об/мин, ГЦН-2 500 об/мин.
3. В диапазоне мощности реактора 65–90% $N_{\text{ном}}$ расход натрия I контура увеличивается до номинального пропорционально уве-

личению мощности — скорость вращения ГЦН-1 увеличивается с 700 до ~970 об/мин.

4. В диапазоне мощности реактора 65–90 % $N_{\text{ном}}$ расход натрия II контура увеличивается до номинального пропорционально расходу натрия по I контуру: скорость вращения ГЦН-2 увеличивается с 500 до ~750 об/мин.
5. На мощности 95 % $N_{\text{ном}}$ производится тарировка ИК и осмотр оборудования.
6. Подъем мощности до 100 % $N_{\text{ном}}$. Пуск завершен.

5.1.4. Особенности пуска блока № 3 из холодного состояния на двух петлях

Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока блока № 3 Белоярской АЭС разрешает пуск блока из холодного состояния на двух петлях.

Состояние систем и оборудования петли циркуляции, не участвующей в пуске, должно удовлетворять следующим требованиям:

- ◇ ГЦН I и II контуров отключены, разобраны их электрические схемы, обратный клапан на напоре ГЦН I контура закрыт.
- ◇ Деаэратор заполнен водой до эксплуатационного уровня не менее 1,5 м и находится в режиме деаэрации питательной воды.
- ◇ АПЭН готов к работе, собрана его электрическая схема.
- ◇ ПГ осушен по III контуру, и его полости заполнены азотом, исключена возможность подачи воды (пара) по III контуру.

Подъем мощности блока выше 0,1 % $N_{\text{ном}}$ аналогичен пуску блока № 3 из холодного состояния на трех петлях. Особенности:

1. Уровни мощности, указанные для трех петель, должны соответствовать двум петлям, то есть 2/3. Номинальные мощности петель достигаются при мощности реактора ~67 % $N_{\text{ном}}$, пуск ТУ производится при мощности реактора 12 % $N_{\text{ном}}$.
2. Исходная скорость вращения ГЦН-1 500 об/мин, конечная, соответствующая номинальному расходу через ГЦН-1, 780 об/мин.

5.1.5. Пуск блока из горячего состояния на трех петлях

Состояние энергоблока после планового или непланового останова реактора, при котором реактор заглушен всеми рабочими органами СУЗ или работает на уровне мощности 0,1–1,0 % $N_{\text{ном}}$, температура натрия в I и II контурах поддерживается в пределах 240–320 °С, а температура металла ЦВД турбин в зоне паровпуска выше 300 °С.

Данный режим разрабатывался и опробовался на начальном этапе эксплуатации, когда отрабатывался вопрос пуска «горячей» турбины после режима срабатывания БАЗ.

Из опыта эксплуатации турбоустановок температура пара перед подачей в ЦВД должна быть не менее чем на $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ выше температуры металла ЦВД.

Скорость естественного остывания ЦВД $\sim 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ в сутки, то есть ЦВД остынет ниже $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ через двое суток. При температуре металла ЦВД турбин в зоне паровпуска ниже $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ блок пускается по алгоритму из холодного состояния.

Состояние на сегодняшний день: пуск из горячего состояния не имеет временных и технологических преимуществ по сравнению с пуском из холодного состояния.

Общая характеристика пуска блока из горячего состояния на трех петлях:

1. Скорость увеличения температуры натрия на выходе из реактора не должна превышать $30\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$.
2. Скорость подъема мощности реактора.

Независимо от состояния (холодное или горячее) разрешенная скорость подъема при кратковременной (менее 2 суток) остановке реактора:

- ♦ от 0,1 до $80\% N_{\text{ном}}$ не более $0,3\% N_{\text{ном}}$ в мин;
- ♦ от 80 до $100\% N_{\text{ном}}$ не более $2,3\% N_{\text{ном}}$ в ч.

3. Расход натрия по I контуру:

- ♦ В диапазоне мощности реактора $0,1\text{--}35\% N_{\text{ном}}$ расход постоянен и равен $\sim 35\% G_{\text{ном}}$ — средняя скорость вращения всех трех ГЦН-1 350 об/мин.
- ♦ В диапазоне мощности реактора $35\text{--}90\% N_{\text{ном}}$ расход увеличивается до номинального пропорционально увеличению мощности — скорость вращения ГЦН-1 увеличивается с 350 до ~ 970 об/мин.

4. Расход натрия II контура:

- ♦ В диапазоне мощности реактора $0,1\text{--}35\% N_{\text{ном}}$ расход постоянен и равен $\sim 35\%$, $G_{\text{ном}}$ — скорость вращения ГЦН-2 — 250 об/мин.
- ♦ В диапазоне мощности реактора $35\text{--}90\% N_{\text{ном}}$ расход увеличивается до номинального пропорционально расходу натрия по I контуру: скорость вращения ГЦН-2 увеличивается с 250 до 750 об/мин.

5. В остальной части пуск аналогичен пуску из холодного состояния.

5.2. Плановый останов парогенератора энергоблока БН-600

5.2.1. Подготовительные операции перед остановом энергоблока

Плановый останов энергоблока и ПГ выполняется в соответствии с утвержденным Порядком выполнения регламентных операций при плановом останове.

За 10–16 ч до начала разгрузки энергоблока на каждой работающей петле оперативный персонал должен приступить к выполнению следующих операций:

- ◇ перевести подачу питательной воды в ПГ на ПЭН с гидромурфтой (для возможности регулирования расхода питательной воды в процессе разгрузки);
- ◇ разгрузить и отключить ПВД по пару со скоростью снижения температуры питательной воды на входе в ПГ не более $30\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ (данная операция проводится для уменьшения количества работающего оборудования, за которым необходимо вести контроль, это снижает вероятность ошибочных действий персонала при переключениях во время останова);
- ◇ подпитать ББН до уровня 800–1000 мм (для исключения возможного захвата газа потоком теплоносителя и переноса его по контуру, ухудшения условий теплообмена в ПГ, т. к. при снижении температуры натрия II контура уровень в ББН снижается).

5.2.2. Выполнение операций при останове

Снижение мощности реактора начинается уменьшением уставки заданной мощности с помощью регулирующего стержня системы СУЗ реактора, включенного в режим автоматического регулирования, и при поддержании заданной температуры натрия на выходе из ПГ с помощью регуляторов питания ПГ М424 А, Б (М423) в автоматическом или дистанционном режиме управления (см. рис. 2.29). Основной режим останова осуществляется при постоянной частоте вращения ГЦН–1,2.

В процессе планового останова должны соблюдаться следующие общие требования:

- ◇ Скорость снижения мощности реактора не должна превышать $0,5\% N_{\text{ном}}$ в мин.
- ◇ Скорость снижения температуры натрия на выходе из реактора и во II контуре не должна превышать $30\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ ($0,5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$).

- ◇ Скорость разгрузки энергоблока должна определяться тепловым состоянием турбин.
- ◇ В процессе снижения давления пара при работе ИМ ПГ в паровом режиме нельзя допускать снижения давления пара в коллекторе СПП ниже 40 кгс/см^2 , расход питательной воды через ПГ должен быть не менее 5 % от номинального (для обеспечения гидродинамической устойчивости в ПГ).
- ◇ В случае возникновения циклических колебаний расхода питательной воды необходимо стабилизировать мощность реактора и увеличить на данном ПГ давление пара в ИМ и/или расход питательной воды на ПГ до прекращения колебаний. При этом не допускать снижения величины перегрева пара на выходе из ИМ ниже $(t_s + 20)^\circ\text{C}$ и увеличения разности среднесмешанной температуры натрия I контура на выходе из ПТО различных петель более 10°C .

При останове энергоблока на постоянной частоте вращения ГЦН1,2 порядок выполнения операций должен быть следующим:

- ◇ До $\sim 65\% N_{\text{ном}}$ при работе энергоблока на трех петлях снижение мощности реактора производить при дистанционном снижении частоты вращения ГЦН1,2 до не менее 700 об/мин и 500 об/мин соответственно. Снижение частоты вращения ГЦН1,2 должно производиться в соответствии с Графиком планового останова энергоблока № 3. Частота вращения ГЦН1,2 должна изменяться ступенями не более 20 об/мин, с выдержкой времени на каждой ступени не менее 10 мин (кроме диапазона резонансных частот вращения).
- ◇ От ~ 65 до $\sim 0,1\% N_{\text{ном}}$ снижение мощности реактора производить при постоянной частоте вращения ГЦН1,2 не менее 700 об/мин и 500 об/мин соответственно.
- ◇ В процессе снижения расхода питательной воды на ПГ, снижения давления острого пара и давления пара в коллекторе СПП поддерживать регуляторы питания ПГ М424 А, Б (М423) в регулировочном диапазоне своевременным снижением давления питательной воды на входе в ПГ.

Для продолжения расхолаживания энергоблока и снижения температуры натрия на выходе из реактора, на входе в ПГ и температуры острого пара необходимо производить на работающих петлях следующие операции:

- ◇ поддерживать уровень натрия в ББН в пределах 950–1000 мм своевременной подпиткой ББН натрием;
- ◇ при снижении расхода питательной воды на каждую половину ПГ до 190–200 т/ч (уровень мощности реактора 68–70 % $N_{\text{ном}}$) на каждой работающей петле отключить один из двух работающих ПЭН (ПЭН без гидромукфы).

В ходе разгрузки энергоблока и ПГ:

- ◇ при достижении мощности реактора $\sim 60\% N_{\text{ном}}$ вывести из работы блокировку на задержку закрытия задвижек М212 при БАЗ;
- ◇ при снижении мощности реактора до 33–27 % $N_{\text{ном}}$ поочередно на всех ПГ перевести подачу пара после ИМ на модули ОП по растопочной схеме.

При снижении расхода питательной воды на ПГ каждой работающей петли до 220–240 т/ч, при необходимости уменьшить скорость снижения мощности реактора либо стабилизировать режим работы энергоблока, поочередно на каждом ПГ перейти на регулирование расхода питательной воды с помощью РК М423.

После разгрузки и отключения турбин работающих петель продолжают дальнейшую разгрузку энергоблока.

По мере снижения мощности реактора оперативный персонал должен поддерживать величину перегрева пара в коллекторе СПП всех ПГ не ниже $(t_s + 20)$ °С своевременным снижением давления пара в коллекторе СПП от 90–100 кгс/см² до 60–65 кгс/см² с помощью РК М427 А, Б и снижением расхода питательной воды на ПГ с помощью изменения задания РК М423. При работе ПГ в паровом режиме давление в коллекторе СПП нельзя снижать ниже 60–65 кгс/см².

Далее поочередно на каждой работающей петле прекращают подачу пара на ОП ПГ. Перевод сброса пара после ИМ ПГ на РР13 осуществляется при расходе питательной воды не более 100 т/ч, температуре пара в коллекторе СПП 340–350 °С ($N_p \sim 10\% N_{\text{ном}}$); после обеспаривания ОП ПГ закрывают задвижки на входе-выходе ОП и заполняют ОП азотом до давления 1,5–2,0 кгс/см².

После отключения ОП и в процессе снижения мощности и расхолаживания энергоблока до достижения параметров, необходимых для перевода ПГ в водяной режим (т. е. до снижения температуры пара в коллекторе СПП до 285–300 °С, необходимо выполнять следующие требования:

- ◇ поддерживать ИМ ПГ в паровом режиме путем снижения давления пара в коллекторе СПП до 60–65 кгс/см²;

- ◇ при снижении расхода питательной воды на каждый ПГ до 35–40 т/ч поддерживать этот расход постоянным;
- ◇ стабилизировать уровни питательной воды в баках Д-6 работающих петель и исключить резкое понижение или повышение уровней в Д-6, начать увеличивать уровни воды в баках Д-6 работающих петель до 2,2–2,4 м для последующей водной отмывки ИМ ПГ;
- ◇ при продолжающемся снижении мощности реактора и снижении температуры натрия на входе в ПГ и температуры пара в коллекторе СПП до 285–300 °С поочередно на каждой петле одновременно увеличением давления среды в коллекторе СПП до 90–100 кгс/см² и расхода питательной воды на ПГ до 110–125 т/ч перевести все ПГ в водяной режим;
- ◇ организовать подпитку Д-6 чистым конденсатом из БЧК.

После перевода ПГ работающих петель в водяной режим продолжают снижение мощности реактора и расхолаживание энергоблока со скоростью снижения температуры натрия в баке реактора не более 30 °С/ч.

При снижении мощности реактора до $\sim 1\% N_{\text{ном}}$ и ниже состав и режим работы оборудования энергоблока для отвода тепловыделения реактора определяются в соответствии с Регламентом отвода остаточного тепловыделения реактора.

Таблица 5.1

Оrientировочные значения технологических параметров, обеспечиваемых при плановом останове энергоблока БН-600 на трех петлях

N_p , %	$T_{\text{Na}}^{\text{вых}}$ р-р, °С	n_1/n_2 , об/мин	$T_{\text{Na}}^{\text{вх}}$ ПГ, °С	$T_{\text{Na}}^{\text{вых}}$ ПГ, °С	$t_{\text{оп}}$, °С	$P_{\text{СПП}}$, кгс/см ²	$P_{\text{оп}}$, кгс/см ²
Разгрузка энергоблока со скоростью снижения $N_p \sim 8\text{--}10\% N_{\text{ном}}/\text{ч}$							
99	515–520	974/750	495–500	305–310	490–495	120–125	113–118
95	503–508	974/750	490–495	305–310	485–490	118–123	110–115
90	490–495	974/750– 730	480–485	305–310	475–480	115–120	107–112
Разгрузка энергоблока при $T \sim \text{const}$ со скоростью снижения $N_p \sim 7\text{--}8\% N_{\text{ном}}/\text{ч}$							
85	485–490	930/705	475–480	305–310	470–475	112–117	103–108
80	485–490	870/665	475–480	305–310	470–475	110–115	101–106
75	485–490	820/630	475–480	305–310	470–475	108–113	100–105
70	485–490	770/580	475–480	305–310	470–475	105–110	97–102
65	485–490	715/530	475–480	300–305	470–475	102–107	95–100

Окончание табл. 5.1

N_p , %	$T_{Na}^{ВЫХ}$ р-р, °С	n_1/n_2 , об/мин	$T_{Na}^{ВХ}$ ПГ, °С	$T_{Na}^{ВЫХ}$ ПГ, °С	$t_{оп}$, °С	$P_{спп}$, кгс/см ²	$P_{оп}$, кгс/см ²
Разгрузка блока со скоростью снижения $T_{Na}^{ВЫХ}$ реактора ~ 11–16 °С/ч и $N_p \sim 4\text{--}5\% N_{ном}/ч$							
60	480–485	700/500	470–475	300–305	465–470	100–105	93–98
55	465–470	700/500	460–465	300–305	455–460	95–100	90–95
50	450–455	700/500	445–450	305–310	440–445	90–95	85–90
45	435–440	700/500	430–435	305–310	425–430	90–95	82–85
40	420–425	700/500	415–420	305–310	410–415	90–95	82–85
Перевод подачи пара в модули ОП по растопочной схеме и питания ПГ с М424 А, Б на М423							
28	385–390	700/500	380–385	305–310	375–380	90–100	30–40
23–20	370–375	700/500	365–370	300–305	360–365	90–100	30–40
Отключение всех турбин. Отключение всех модулей ОП							
10	345–350	700/500	340–345	305–310	335–340	100–110	—

5.3. Естественная циркуляция в натриевых контурах

5.3.1. Общие сведения

Возможность использования естественной циркуляции в натриевых контурах энергоблока БН-600 обосновывалась расчетными и экспериментальными исследованиями еще на начальном этапе эксплуатации установки. Было проведено несколько экспериментов по исследованию режима естественной циркуляции (ЕЦ) в различных условиях. Эксперименты были обработаны, и были разработаны «Рекомендации по использованию режима естественной циркуляции в натриевых контурах при эксплуатации энергоблока БН-600».

Анализ всех проведенных экспериментов показал следующее:

1. Развитие и существование ЕЦ теплоносителя в I контуре не подвергается сомнению. Конфигурация I контура для ЕЦ простая. Граничные условия для этого контура во всех режимах всегда были похожими: присутствовало энерговыделение в активной зоне (подъемный участок) и теплоотвод в промежуточных теплообменниках (опускной участок).
2. II контур в установке БН-600 сложнее, чем I. Наличие лирообразных участков на «холодной» ветке «выход из парогенератора (ПГ) — вход в ББН — вход в главный циркуляционный насос

(ГЦН) II контура» при определенном изменении температуры натрия на выходе из ПГ может препятствовать развитию ЕЦ, или наоборот, способствовать. Именно на выходе из парогенератора могут произойти ощутимые изменения температуры натрия из-за возможного изменения расхода и температуры питательной воды. При нормальной работе установки температура натрия на выходе из ПГ поддерживается близкой к номинальной регулятором расхода питательной воды. Эксперименты показали, что во II контуре БН-600 может быть устойчивая ЕЦ с расходом натрия до 15 % номинального расхода теплоносителя в петле при наличии воды в парогенераторе. В режиме «стоп-вода» теплоноситель проходит парогенератор без охлаждения водой. Наличие большого (~14 м) подъемного участка после испарителя — перед буферной емкостью способствует увеличению движущего напора ЕЦ и, соответственно, расхода теплоносителя во II контуре.

Принципиальная схема отвода тепла от реакторной установки БН-600 для работы на энергетических уровнях мощности представлена на рис. 5.2.

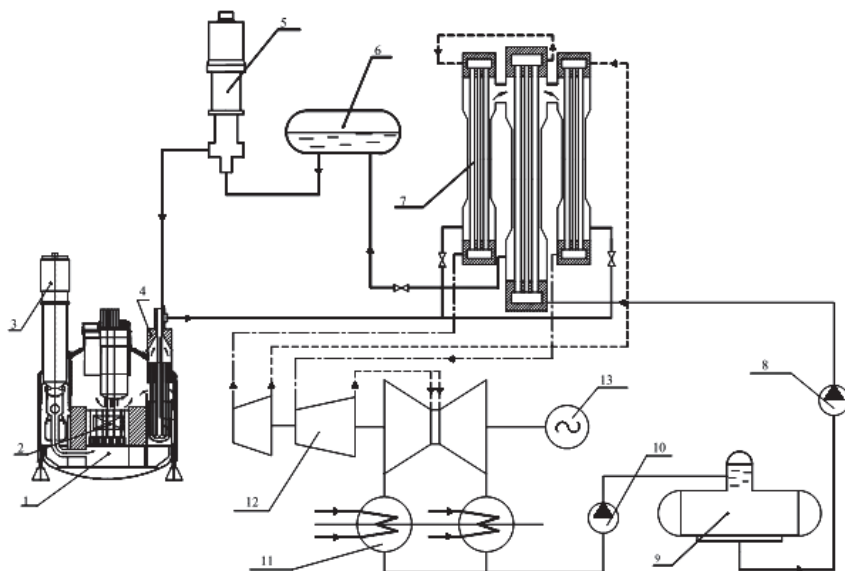


Рис. 5.3. Принципиальная схема теплоотводящей петли энергоблока с реактором БН-600:

- 1 — реактор; 2 — активная зона; 3 — ГЦН-I; 4 — промежуточный теплообменник;
5 — ГЦН-2; 6 — ББН; 7 — ПГ; 8 — ПЭН; 9 — деаэрактор; 10 — конденсатный насос; 11 — конденсатор; 12 — турбина; 13 — генератор

5.3.2. Методика расчета расхода теплоносителя

Поскольку рассматривается естественная циркуляция теплоносителя через любой контур циркуляции теплоносителя, то невозможно рассчитать теплопередачу и количество снимаемого тепла с требуемой точностью, пока не будет известен расход теплоносителя в контуре.

С другой стороны, чтобы рассчитать расход теплоносителя естественной циркуляции через контур, требуется знать подогрев теплоносителя, распределение плотности теплоносителя и полный коэффициент гидравлического сопротивления контура. Следовательно, задача должна решаться методом последовательных приближений для целого ряда температур натрия в следующей последовательности:

- ◇ гидравлический расчет;
 - ◇ тепловой расчет;
 - ◇ расчет движущего напора ЕЦ и расхода теплоносителя;
 - ◇ уточненный тепловой расчет и т. д.
1. Задаются мощность N_1 , которую нужно отвести, температура натрия на входе и подогрев теплоносителя $\Delta t_{\text{в},1}$.
 2. Вычисляются следующие параметры:

- ◇ массовый расход теплоносителя:

$$G_{\text{Na}} = N_1 / (c_{p,\text{Na}} \cdot \Delta t_{\text{в},1});$$

- ◇ температура теплоносителя на выходе из реактора:

$$t_{\text{вых},1} = t_{\text{вх}} + \Delta t_{\text{в},1};$$

- ◇ плотность горячего теплоносителя на выходе $\rho_{\text{вых},1}$:

$$\rho_{\text{вых},1} = 951 - 0,237 \cdot t_{\text{вых},1};$$

- ◇ средняя плотность теплоносителя:

$$\bar{\rho}_1 = 0,5 \cdot (\rho_{\text{вх}} + \rho_{\text{вых},1}).$$

Гидравлические потери по тракту движения теплоносителя I контура определяются уравнением

$$\Delta p_{\text{гидр}} = \sum_{i=1}^n \xi_i \cdot G^2 / (2 \cdot \rho_i \cdot f_i^2),$$

где ξ_i — коэффициент сопротивления i -го участка;

f_i — проходное сечение i -го участка;

G — расход естественной циркуляции в I контуре.

Потери давления ΔP_i на участке с номером i рассчитываются по формуле

$$\xi_i = \xi_{i,м} + \lambda_i \cdot l_i / d_{\text{экв}},$$

где $\xi_{i,м}$ — местный коэффициент сопротивления;

l_i — длина участка, м;

$d_{\text{экв}, i}$ — эквивалентный гидравлический диаметр на данном участке, определяется по формуле

$$d_{\text{экв}, i} = 4F/\Pi,$$

где F — площадь проходного сечения на данном участке,

Π — периметр, смоченный средой, проходящей на данном участке, м;

λ_i — линейный коэффициент сопротивления трения, определяется в зависимости от величины критерия Рейнольдса и относительной шероховатости стенок.

Необходимый движущий напор ΔP_n определяется из гидравлических потерь по тракту движения, которые необходимо преодолеть:

$$\Delta P_n = \Delta P_{\text{гидр}}.$$

Движущий напор определяется из уравнения Бернулли.

$$\Delta P_{\text{движ}} = \sum_{i=1}^n \Delta H_i \cdot \rho_i \cdot g.$$

3. Сравниваются значения необходимого и движущего напоров. Если $\Delta P_{\text{движ}} < \Delta P_n$, тогда необходимо уменьшить расход теплоносителя $G_{\text{На}}$ и расчет повторить до выполнения условия $\Delta P_{\text{движ}} = \Delta P_n$ с заданной точностью.

5.3.3. Примеры расчетов ЕЦ в натриевых контурах реактора БН-600

Расход ЕЦ в I натриевом контуре рассчитывается по представленной выше методике и определяется уравнением равенства движущего напора ЕЦ и гидравлических потерь напора из-за сопротивления контура.

$$\Delta P_{\text{движ}} = \Delta P_{\text{гид}}.$$

Движущий напор определяется из уравнения Бернулли:

$$\Delta P_{\text{движ}} = \sum_{i=1}^n \Delta H_i \cdot \rho_i \cdot g,$$

где ΔH_i — высота характерных участков движущегося теплоносителя, м;
 ρ_i — плотность теплоносителя на этих участках, кг/м³.

Протяженность характерных участков определяется исходя из высотного расположения основного оборудования I контура. Принципиальная схема I контура представлена на рис. 5.4.

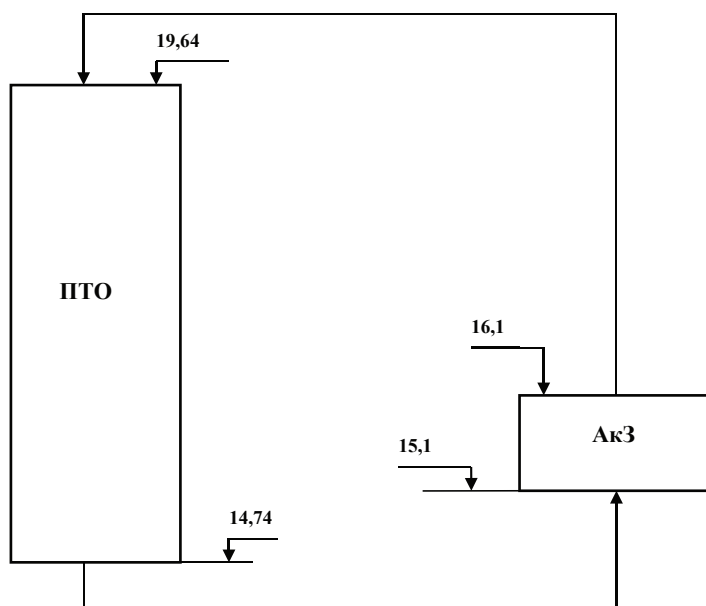


Рис. 5.4. Принципиальная гидравлическая схема I контура БН-600

Гидравлические потери по тракту движения теплоносителя I контура определяются уравнением:

$$\Delta P_{\text{гидр}} = \sum_{i=1}^n \xi_i \cdot G^2 / (2 \cdot \rho_i \cdot f_i^2),$$

где ξ_i — коэффициент сопротивления i -го участка;

f_i — проходное сечение i -го участка;

G — расход естественной циркуляции в I контуре.

На основании проведенных гидравлических расчетов I контура определено, что основной вклад в коэффициент сопротивления вносят местные сопротивления, не зависящие от расхода теплоносителя через I контур. Тогда уравнение для движущего напора можно упростить, записав его в виде:

$$\Delta P_{\text{движ}} = k \cdot G^2,$$

где $k = \sum_{i=1}^n \xi_i / (2 \cdot \rho_i \cdot f_i^2)$ - коэффициент, учитывающий сопротивление, геометрию контура.

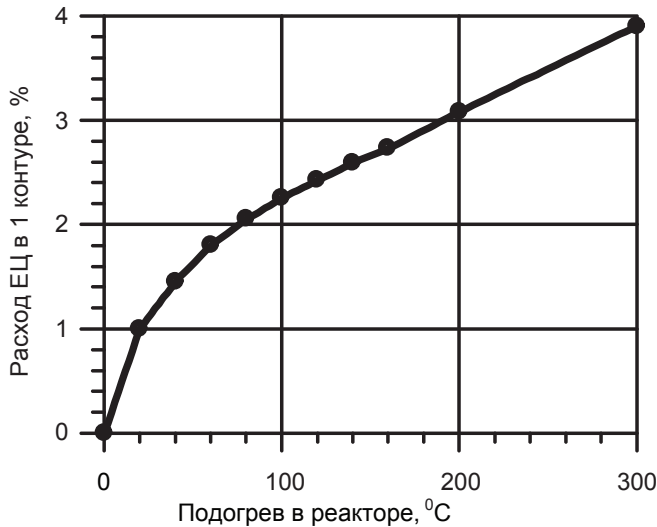


Рис. 5.5. Изменение расхода ЕЦ

Результаты расчетов представлены на рис. 5.5 и подтверждаются результатами проведенных экспериментальных исследований по условиям возникновения естественной циркуляции в I контуре и эффективности ЕЦ в натриевых контурах при срабатывании быстрой аварийной защиты с уровнями 20 и 50 % номинальной мощности.

Проведенные испытания условий возникновения ЕЦ во II натриевом контуре установки с реактором БН-600, представленном на рис. 5.6, показали, что существенную роль при переходе в режим ЕЦ и на длительное существование этого режима оказывает влияние исходный перепад температур во II контуре (распределение температур натрия по «горячим» и «холодным» трубопроводам, а также по элементам парогенератора), процесс изменения расхода питательной воды и поддержания его на уровне, обеспечивающем температурный режим в парогенераторе, близкий к исходному, до начала перехода в режим ЕЦ. Резкое захлаживание нижних частей испарительных моду-

лей, связанное с несоответствием расхода питательной воды расходу натрия через парогенератор, и снижение температур натрия на выходе из испарителей до $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ приводит к прекращению ЕЦ по II контуру практически при всех исходных перепадах температур во II контуре. Это связано образованием холодного столба натрия на подъемном участке от выхода из испарителей (отм. 26,2 м) до буферной емкости (отм. 41,0 м).

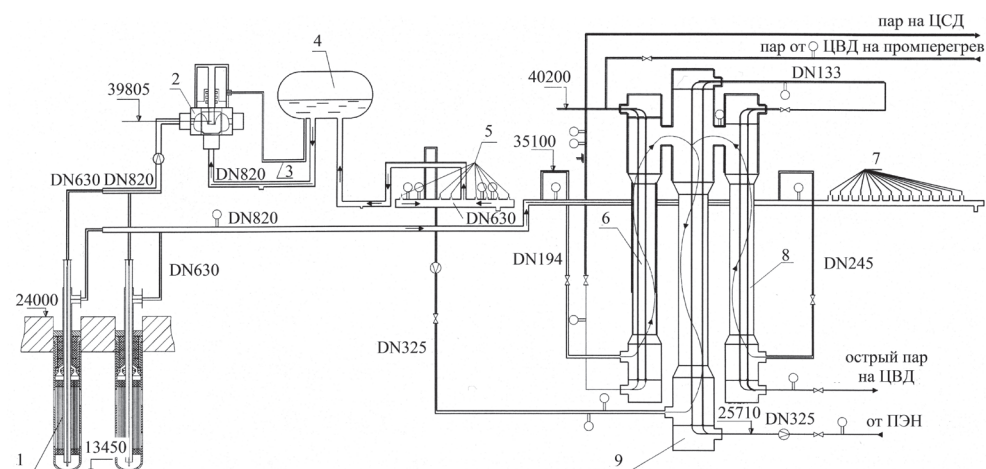


Рис. 5.6. Схема петли II контура:

1 — промежуточный теплообменник; 2 — ГЦН-2; 3 — возврат протечек из бака ГЦН-2; 4 — буферная емкость; 5 — от модулей испарителей других секций ПГ; 6 — промпароперегреватель; 7 — к модулям пароперегревателей и промпароперегревателей других секций ПГ; 8 — пароперегреватель; 9 — испаритель

Расчет условий возникновения ЕЦ во II натриевом контуре проводится в соответствии с методикой, изложенной выше. В расчете задаются распределения температур по II натриевому контуру, определяются плотности натрия на отдельных характерных участках, протяженности этих участков в соответствии с геометрическими отметками высот, представленными на рис. 5.6. Результаты расчетов приведены в таблице 5.2, где также представлены экспериментально определенные значения расходов натрия по II контуру на основании испытаний по определению эффективности ЕЦ в натриевых контурах.

Таблица 5.2

Результаты расчетов расходов ЕЦ во II контуре

Температуры натрия во II контуре, °С			Расход натрия в контуре, м ³ /ч (%)	
Вход в ПГ	Выход из ПГ	Всас ГЦН-2	Расчетный	Испытания
345	231	243	504 (6)	400 (4,8)
340	222	262	420 (5)	360 (4,3)
344	255	253	532 (6,3)	490 (5,8)
442	242	298	661 (7,8)	620 (7,4)
445	253	301	670 (8)	640 (7,6)
446	252	284	701 (8,3)	660 (7,85)

5.3.4. Естественная циркуляция в натриевых контурах

Высокая надежность теплоотвода обеспечивается принудительной циркуляцией трех независимых петель, каждая из которых может полностью отвести необходимое количество тепла в период расхолаживания после глушения реактора. С целью оценки возможностей использования естественной циркуляции (ЕЦ) в натриевых контурах для организации теплоотвода от реактора при запроектных авариях с потерей надежного электроснабжения ГЦН, а также допустимых уровней прекращения принудительной циркуляции в стояночных режимах (перегрузка, ремонт) был проведен комплекс расчетно-экспериментальных исследований по определению необходимых параметров для возникновения и поддержания ЕЦ в I и II контурах, теплоемкостей контуров, скоростей разогрева РУ при прекращении принудительной циркуляции как в натриевых, так и в пароводяных контурах.

Анализ схемы натриевых контуров и расчетные оценки движущего напора и расхода теплоносителя в режиме ЕЦ показали, что можно ожидать развития ЕЦ в I контуре, а при определенных условиях и во II контуре установки. Первые испытания по изучению ЕЦ из условий безопасности проводились при малых исходных уровнях мощности. В них было установлено, что ЕЦ в I контуре развивается и поддерживается при любом исходном подогреве в реакторе. Так, в опыте после одновременного отключения всех ГЦН-1, снижения в течение 1 мин мощности реактора с 2,6 до 1 % номинальной при исходном подогре-

ве натрия в контурах 20 °С через 2,5 мин в I контуре развилась устойчивая ЕЦ с расходом 2–2,5 % номинального.

Условия возникновения ЕЦ в I контуре при малом исходном подогреве (1 °С) изучались при отработке режима отвода остаточного тепловыделения от заглушенного реактора при величине остаточного тепловыделения 1,7 МВт (0,12 % номинальной мощности). После развития устойчивой ЕЦ через 2 ч подогрев в реакторе составил 14 °С, расход ЕЦ 1,3 % номинального.

Серия экспериментов по изучению условий развития ЕЦ во II натриевом контуре на малых уровнях мощности и во время отработки режимов отключения петли на энергетических уровнях мощности показала, что существенное влияние на возникновение и устойчивость такого режима оказывают организация отвода тепла от II контура и качество регулирования температуры натрия на выходе из парогенератора.

В первых экспериментах на малом уровне мощности в ПГ № 4 не наблюдалось ЕЦ из-за значительного захлаживания (до 180 °С) натрия на выходе из ИМ ПГ, из-за задержки начала уменьшения расхода питательной воды после отключения ГЦН-2. Захлаживание натрия на выходе из ИМ ниже 200 °С при исходной разности температур на входе-выходе ПГ 20 °С приводит к прекращению прямой ЕЦ в ПГ.

Исследования условий создания и поддержания ЕЦ во II контуре на работающем блоке были проведены при исходной мощности блока 70–76 % номинальной во время испытаний по отработке режимов аварийного расхлаживания одной петли. Были выполнены две серии опытов, которые отличались друг от друга тем, что подача питательной воды в первом случае продолжалась, а во втором прекращалась в конце выбега ГЦН-2.

В первом опыте при отключении ГЦН-2 шестой петли питательный насос был оставлен в работе, и температура натрия на выходе из ПГ поддерживалась на уровне 250–260 °С регулированием расхода питательной воды. Это обеспечило устойчивую ЕЦ в петле с расходом 800–960 м³/ч, и в этом режиме II контуром отключенной петли отводилось 12–13 % номинальной мощности.

В другом опыте отработывался алгоритм отключения петли с уровня мощности 76 % номинальной. Через 1 мин после отключения ГЦН-1,2 по блокировке отключился ПЭН этой петли. При таком режиме температурный режим в ПГ с ЕЦ является наименее благоприятным по сравнению с первым экспериментом.

Для имитации условий, близких к реальным, были проведены исследования режимов ЕЦ в натриевых контурах при переходе в этот режим после срабатывания аварийной защиты с мощности 19 и 50 % номинальной.

В первом опыте исходные параметры составляли: мощность реактора 19 % номинальной, расходы через реактор и II контур 25 и 33 % номинального соответственно, средний подогрев в реакторе 130 °С, перепад температур между входом-выходом ПГ 100 °С. Через 2 с после ввода стержня АЗ-П были отключены ГЦН-1,2, Расход питательной воды через все ПГ был снижен до 5 % номинального. Через 2 мин после начала эксперимента развилась устойчивая ЕЦ в I контуре с расходом 3 % номинального, а в петлях II контура с расходом 9–9,5 % номинального. Во время экспериментов с помощью стержней АР имитировалось остаточное тепловыделение реактора 2–0,1 % номинальной мощности. Для поддержания парового режима в ПГ на выходе из ИМ давление пара снижалось от исходных 100 до 60 кг/см². Эксперимент показал, что наиболее благоприятные условия поддержания ЕЦ во II контуре обеспечиваются длительным удержанием парового режима работы ПГ, что достигается уменьшением в нем давления по III контуру.

Целью второго эксперимента стало исследование возможности отвода остаточного тепловыделения в реакторе при ЕЦ в натриевых контурах после срабатывания БАЗ при исходном уровне мощности 50 % номинальной. Алгоритм работы оборудования, участвующего в теплоотводе, соответствовал штатному для режима обесточивания за исключением того, что ГЦН-1,2 были отключены одновременно дистанционно. Через 3 мин после отключения ГЦН-1,2 развилась устойчивая ЕЦ с расходом в первом контуре 2 %, в петлях II контура 5–5,5 % номинального значения расхода. В процессе эксперимента ЕЦ обеспечивалась в обоих натриевых контурах. Но при резких изменениях расхода питательной воды при регулировании наблюдалась неустойчивость и разверка расходов по секциям ПГ. Результаты этого эксперимента подтвердили устойчивость режима ЕЦ в I контуре и показали, при каких условиях обеспечивается ЕЦ во II контуре.

По результатам проведенных испытаний режимов ЕЦ установлено, что для реальной геометрии II контура при параметрах экспериментов значение начального предельного перепада температур, при котором ЕЦ во II контуре не развивается, составляет 35 °С. Кроме того,

было установлено, что при разности значения средней температуры натрия между модулями более 0,35 от перепада температур между входом-выходом ПГ возникает межмодульная неустойчивость и возможное изменение направления течения на обратное и прекращение ЕЦ через отдельные модули.

Для организации режима ЕЦ во II контуре в течение длительного времени необходимо:

- ◇ поддерживать температуру натрия на выходе из ПГ выше 200 °С и перепад температур между входом-выходом ПГ не ниже 50 °С;
- ◇ обеспечивать соответствие расхода питательной воды уровню отводимой мощности снижением давления пара до 60 кг/см² и расхода питательной воды до 15–3 % номинального, максимально длительную работу ПГ в паровом режиме, а при дальнейшем снижении мощности плавный перевод его в водяной режим за счет снижения температуры натрия на входе в ПГ при практически неизменном давлении и расходе питательной воды.

Серия экспериментов по изучению режимов ЕЦ в натриевых контурах позволила откорректировать методику расчета гидравлики контуров и оценить возможности и условия использования таких режимов как при эксплуатации и запроектных авариях, так и в проектах энергоблоков с быстрыми натриевыми реакторами нового поколения.

5.4. Химическая промывка ПГ

5.4.1. Химпромывка на ПГН-200М

Водный режим ПГ представляет собой сочетание конструкционных и эксплуатационных мероприятий, обеспечивающих оптимальные физико-химические характеристики парогенераторной воды на всех участках пароводяного тракта. При этих условиях будут обеспечены требуемая чистота пара и надежная работа оборудования II контура без повреждений и снижения экономичности. Снижение надежности и экономичности оборудования пароводяного контура АЭС при неоптимальной организации водного режима ПГ может происходить по следующим причинам:

- 1) образование накипи и отложений на поверхностях нагрева (рис. 5.7);

- 2) образование шлама в тракте питательной воды и в поверхностях нагрева;
- 3) развитие интенсивной коррозии;
- 4) образование отложений и развитие коррозионно-эрозионных процессов в проточной части турбины.

Основными физико-химическими характеристиками парогенераторной воды являются: реакция воды (щелочная, нейтральная, кислая), общее содержание примесей, содержание индивидуальной примеси.



Рис. 5.7. Отложения

Виды коррозионных разрушений металлов довольно разнообразны, но в общем случае их разделяют на две группы: общую и местную. Местные виды коррозии (коррозия под напряжением, язвенная, щелевая и др.) являются нежелательными, так как их возникновение и развитие в конечном итоге приведет к разрушению корродирующих деталей. Особенно это относится к таким ее видам, как коррозия под напряжением, щелевая, контактная.

При принятом конструкционном оформлении элементов ПГ на интенсивность протекания коррозионных процессов, помимо физико-химических факторов, существенное влияние оказывают условия теплообмена и гидродинамики. Повышение температур среды и металла, удельных тепловых потоков приводит к интенсификации коррозии. Как правило, протекание коррозионных процессов конструкционных материалов происходит под слоем отложений, образующихся при оседании примесей на теплообменной поверхности. Чем больше

толщина примесей, тем выше вероятность разрушения, а это сказывается на ресурсе теплообменной трубки и ПГ в целом.

По техническим условиям на ПГН-200М ресурс пароперегревателей (ОП и ПП) установлен ~ 200000 ч, а ИМ (первый комплект ИМ до замены) ~ 50000 ч, который был определен по результатам ресурсных испытаний труб ИМ на моделях. Реальные условия эксплуатации ИМ в составе энергоблока с реактором БН-600 существенно отличались от условий испытания на моделях. Согласно расчетам на прочность модулей ПГ основным фактором, определяющим ресурс ИМ, является состояние теплообменной поверхности труб испарителя. На Белоярской АЭС совместно с главным конструктором, научным руководителем, заводом-изготовителем и ЦНИИ КМ «Прометей» были начаты работы по определению действительного ресурса ИМ. Состояние теплообменной поверхности ИМ оценивалось по результатам ревизии трубного пучка. Для этой цели на отдельных ИМ проводилось извлечение теплообменных труб с максимальными отложениями на теплообменной поверхности. Образование язв происходит под слоем отложений, и при определенной толщине этих отложений происходит пробитие пассивного защитного слоя на теплообменной поверхности. По результатам испытаний установлена предельная величина слоя отложений, при котором происходит пробитие пассивного слоя и начинается интенсивный процесс коррозии металла. Величина предельной удельной загрязненности, при которой под слоем отложений образуются питтинги и отдельные язвы, оценивается величиной ~ 350 г/м² (рис. 5.8).



Рис. 5.8. Питтинги

Важнейшим фактором, определяющим процесс язвообразования, являются отложения на внутренней поверхности труб ИМ. Образование отложений происходит за счет примесей, поступающих с питательной водой. Величина отложений (загрязненности) пропорциональна массе воды, прошедшей через ИМ за время между очередными химическими промывками, и разности содержания примесей на входе и выходе ПГ. Межпромывочный период определяется по моменту достижения допустимой величины отложений (предельной величины загрязненности ИМ). За период эксплуатации на каждом ПГ проведено несколько химических промывок для удаления загрязненности внутренней поверхности ИМ. Результаты определения отложений (загрязненности) теплообменной поверхности по данным химических промывок и состав отложений представлены в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Результаты химических промывок парогенераторов

Дата	Наработка, ч	Межпромывочная периодичность, ч	Удельная загрязненность, г/м ²	Состав отложений, кг	Примечание
Парогенератор № 4					
09.05.82	10920	10920	91	Fe ₃ O ₄ — 148; CuO — 13; NiO — 1,73; Cr ₂ O ₃ — 1,5; SiO ₂ — 0,39	все
17.04.84	24020	13100	116	Fe ₃ O ₄ — 177; CuO — 11; NiO — 1,3; Cr ₂ O ₃ — 1,1; SiO ₂ — 0,46	*
02.12.87	47546	23526	323	Fe ₃ O ₄ — 533; CuO — 33; NiO — 13,7; SiO ₂ — 7,2	все
27.04.90	63608	16062	327,5	Fe ₃ O ₄ — 490; CuO — 43,2; SiO ₂ — 5,2	*
Парогенератор № 5					
03.06.81	4520	4520	104	Fe ₃ O ₄ — 178; CuO — 3; NiO — 1,4; SiO ₂ — 6,4	все
15.08.83	16760	12240	174	Fe ₃ O ₄ — 258; CuO — 27; NiO — 1,73; Cr ₂ O ₃ — 1,8; SiO ₂ — 25,8	все

Окончание табл. 5.3

Дата	Наработка, ч	Межпромывочная периодичность, ч	Удельная загрязненность, г/м ²	Состав отложений, кг	Примечание
02.06.87	42000	25240	338	Fe ₃ O ₄ — 554; CuO — 46; NiO — 12; SiO ₂ — 2,7	все
01.03.89	55663	13663	295	Fe ₃ O ₄ — 516; CuO — 16,8; Cr ₂ O ₃ — 1,5	все
04.05.91	68993	13330	381	Fe ₃ O ₄ — 580; CuO — 42; SiO ₂ — 4,2	*
Парогенератор № 6					
08.09.81	7619	7619	160	Fe ₃ O ₄ — 343; CuO — 9; NiO — 1,14; Cr ₂ O ₃ — 2,6; SiO ₂ — 1,9	все
15.02.85	28076	21457	153	Fe ₃ O ₄ — 233; CuO — 38; NiO — 6,75; Cr ₂ O ₃ — 1,3; SiO ₂ — 0,3	все
02.12.87	47951	18875	320	Fe ₃ O ₄ — 559; CuO — 45; NiO — 4; SiO ₂ — 6,6	все
27.09.89	60777	11368	186	Fe ₃ O ₄ — 311; CuO — 23; Cr ₂ O ₃ — 4	все
25.04.92	75678	15678	380	Fe ₃ O ₄ — 662; CuO — 25; SiO ₂ — 4	все
03.05.95	95642	19964	399	Fe ₃ O ₄ — 563; CuO — 73; SiO ₂ — 3,84	все

* Промывка проводилась без одного испарителя.

Технологическая схема проведения химической промывки на ПГН-200М приведена на рис. 5.9.

Анализ данных табл. 5.3 показывает, что с увеличением наработки ИМ при постоянном межпромывочном периоде происходит рост загрязненности модулей. Так, при межпромывочном периоде ~13000 ч при увеличении наработки ПГ № 5 с 55600 до 68900 ч удельная загрязненность ИМ выросла с 295 до 381 г/м². Аналогичные данные получены и для других ПГ. Для ПГ № 6 при межпромывочных периодах ~20000 ч при увеличении наработки ИМ с 28000 до 95642 ч удельная загрязненность выросла с 153 до 399 г/м².

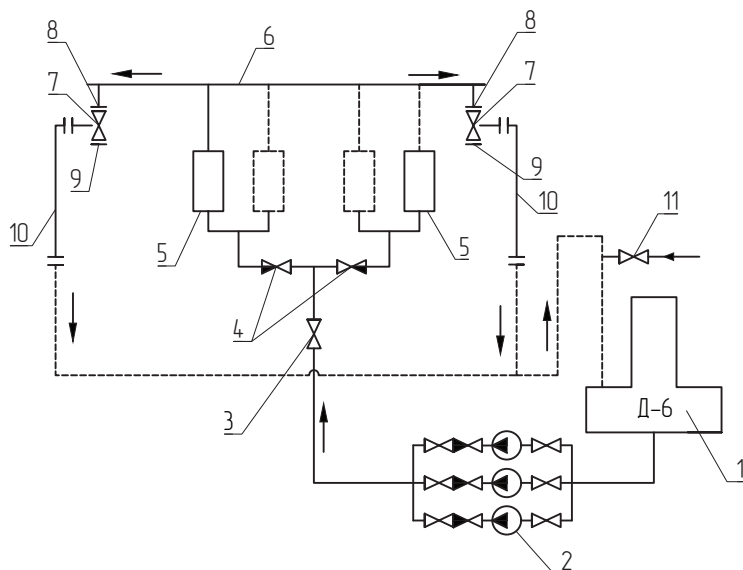


Рис. 5.9. Схема проведения химпромывки испарителей ПГ:

1 — деаэратор; 2 — питательные электронасосы; 3 — основная задвижка на входе в ПГ; 4 — регулирующие клапаны; 5 — испарительные модули; 6 — коллектор слабоперегретого пара ПГ; 7 — основная задвижка на отводе среды из испарителей; 8 — дроссели; 9 — заглушки в основных задвижках; 10 — монтируемые на период проведения химпромывки трубопроводы; 11 — задвижки на линии подвода химических реагентов

Результаты данных по загрязненности ИМ в зависимости от межпромывочного периода и наработки приведены на рис. 5.10.

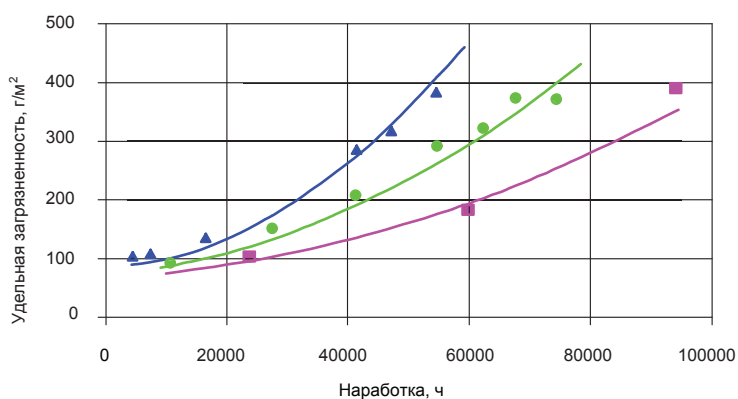


Рис. 5.10. Зависимость загрязненности внутренней поверхности ИМ от наработки и межпромывочного периода парогенератора:

■ — 11 тыс. ч; ● — 13–15 тыс. ч; ▲ — 21–23 тыс. ч

Согласно результатам, приведенным на рис. 5.10, в зависимости от наработки ИМ и принятого значения предельно допустимой величины удельной загрязненности 350 г/м^2 можно установить оптимальные межпромывочные периоды ПГ. На ранней стадии эксплуатации ПГ, до 40–50 тыс. ч, величина межпромывочного периода должна быть не более 20 тыс. ч. При увеличении наработки ИМ до 70 тыс. ч — не более 15 тыс. ч, а при наработках до 105 тыс. ч — не более 10–11 тыс. ч.

На рис. 5.10 представлены результаты обработки данных по средней величине загрязненности всех ИМ. В реальности величина загрязненности по высоте модуля распределена неравномерно. Характерные распределения отложений по высоте теплообменных труб приведены на рис. 5.11.

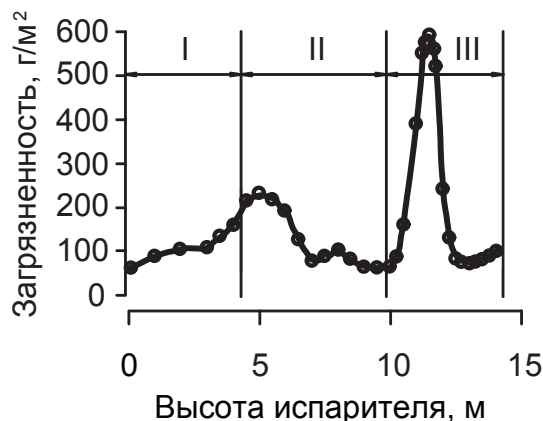


Рис. 5.11. Распределение отложений по высоте испарителей:

I — экономайзерный участок; II — участок кипения;
III — пароперегревательный участок

Как видно из представленной зависимости, существуют два максимума по величине отложений: первый в районе 4–5 м от нижней трубной доски в начале зоны кипения (массовое паросодержание ≈ 0); второй — в районе 11–13 м от нижней трубной доски в конце зоны ухудшенного теплообмена, в начале зоны перегрева пара. Представленные на рис. 5.11 распределения отложений по высоте ИМ выбраны из массива данных теплообменных труб, имеющих максимальную загрязненность. Максимальная загрязненность ИМ составила 588 г/м^2 при средней 139 г/м^2 .

Следовательно, на участках с максимальными отложениями язвообразование начнется раньше. Интенсивный процесс язвообразования, как установлено по результатам ревизии теплообменных труб ИМ, наблюдается в зоне доупаривания остаточной влаги, где располагается основная масса отложений.

Анализ массива данных по глубинам язв в зависимости от времени наработки показывает, что даже для одного и того же ПГ с одинаковым водно-химическим режимом и одинаковым временем наработки значения глубин язв могут существенно различаться (до ~40 % по отношению к максимальному значению). Вырезку труб из ИМ производят по результатам ревизии теплообменной поверхности, т. е. с максимальными значениями отложений. Состав отложений на теплообменных трубах ИМ может изменяться, однако значительную долю в состав отложений вносят соединения железа — от 60 до 90 % (табл. 5.3). Одним из важнейших факторов, влияющих на величину язв, является концентрация агрессивно-активных ионов в составе отложений.

Не менее важный факт разных глубин язв при одинаковом времени наработки ИМ — различные места вырезки теплообменных труб. Как показали эксперименты по термометрированию потока СПП на выходе из трубного пучка ИМ, температурные разверки по теплообменным трубам по стороне III контура достигают 30–50 °С при массовой скорости теплоносителя $\rho\omega \sim 518 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$, что соответствует расходу теплоносителя ~77 % номинального. Такая тенденция сохраняется как при увеличении расхода питательной воды, так и при его снижении. Наличие тепловой разверки определяет и наличие неравномерного выноса влаги из теплообменных труб ИМ. Известно, что чем больше выносится влаги из ИМ, тем меньше слой отложений на трубах. Вынос влаги определяется соотношением сил, определяющих движение капли в потоке пара к стенке теплообменной трубки, и сопротивления этому движению за счет встречного потока пара от стенки трубки. Оценочные расчеты, проведенные для усредненных параметров ИМ, работающего на номинальном уровне мощности, показывают, что часть влаги оседает на стенке теплообменной трубки, но большая (основная) часть уносится из ИМ.

Сила, определяющая движение капли к стенке, определяется выражением:

$$F_{\text{дв}} = \frac{\pi^2}{8} \cdot d_{\text{к}}^3 \cdot \rho'' \cdot \frac{d\omega}{dy} \cdot (\omega_{\text{к}} - \omega''),$$

где d_k — диаметр капли, м; ρ'' — плотность пара, кг/м³; ω_k — скорость капли, м/с; ω'' — скорость пара, м/с; $\frac{d\omega}{dy}$ — градиент скорости в потоке пара.

Усредненная по сечению и времени скорость капли ω_k всегда меньше скорости пара ω'' . Но скорость отдельных капель может превышать истинную скорость пара. Увеличение скорости капли происходит за счет турбулентных пульсаций, которые определяются наличием градиента скорости в потоке пара. Сила сопротивления движения капли к стенке трубки определяется выражением:

$$F_{\text{сопр}} = 3 \cdot \pi \cdot \mu'' \cdot d_k \cdot q / (r \cdot \rho''),$$

где μ'' — динамическая вязкость пара, кг/(м · с); q — тепловой поток, Вт/м²; r — теплота парообразования, Дж/кг.

Оценочные расчеты при диаметре капли $d_k = 200$ мкм для участков ухудшенного теплообмена и пароперегревательного в ИМ при рабочих параметрах показывают, что даже при незначительном повышении ω_k над скоростью пара происходит выпадение капель на теплообменную поверхность трубы, а для адиабатного участка при $q = 0$ вероятность выпадения резко увеличивается. Таким образом, проводя тепловые расчеты по отдельным трубкам ИМ с учетом тепловых разверок и разброса коэффициентов гидравлического сопротивления дросселей на входе в теплообменные трубки, можно заранее прогнозировать, в каких трубках отложения будут выше, и следовательно, язвенное поражение этой трубки будет значительно выше остальных. Но существующие сложности с измерением температур пара на выходе отдельных трубок и отсутствием информации по гидравлическим сопротивлениям дросселей делают эту задачу практически невыполнимой.

Исследования скорости образования отложений показали, что в течение ~1500 ч происходит интенсивный рост отложений на теплообменной поверхности, а далее, с увеличением времени работы ИМ, скорость роста отложений резко снижается. Известно, что основная доля примесей содержится во влаге, т. е. по мере испарения воды концентрация примесей увеличивается. Капли, образующиеся в дисперсно-кольцевом потоке, как раз и содержат основную массу примесей. При движении капли к стенке и попадании ее на стенку она мгновенно испаряется, оставляя примеси на поверхности трубки. При уже имею-

щихся язвах на трубках поток пара более турбулизирован, теплоотдача этого потока значительно лучше, о чем говорит сравнение параметров «чистого» ИМ и проработавшего. Поэтому у ИМ с язвами вероятность выпадения капель на теплообменную поверхность гораздо выше.

Таким образом, по результатам исследований установлено, что с ростом времени наработки и сохранением неизменной величины межпромывочного периода ИМ удельная загрязненность будет увеличиваться значительно, вызывая интенсивный рост язв под слоем отложений.

На основании этого оптимизированы межпромывочные периоды испарителей по достижению допустимой величины удельной загрязненности 350 г/м^2 . При наработках ИМ до 40–50 тыс. ч величина межпромывочного периода должна быть не более 20 тыс. ч; при наработке ИМ до 70 тыс. ч — не более 15 тыс. ч, а при наработках до 105 тыс. ч — не более 10–11 тыс. ч.

5.4.2. Химическая промывка ПГ Н-272

Водно-химический режим III контура

Водно-химический режим (ВХР) должен постоянно поддерживаться для обеспечения качества рабочей среды III контура согласно нормам. Системами, которые обеспечивают поддержание ВХР на энергоблоке, являются:

- ◇ водоподготовительная установка (ВПУ);
- ◇ баки «грязного» и «чистого» конденсата (БГК и БЧК);
- ◇ системы конденсации, дегазации и деаэрации;
- ◇ установка очистки турбинного конденсата (БОУ);
- ◇ установка очистки дренажных конденсатов;
- ◇ установка коррекционной обработки рабочей среды III контура;
- ◇ система отбора проб, автоматизированного и лабораторного контроля качества рабочей среды III контура;
- ◇ схема приготовления и подачи промывочных растворов в ПГ при проведении химической промывки.

Существует несколько методов поддержания ВХР:

1. Заполнение III контура, ПГ и подпиток конденсаторов турбины обессоленной водой требуемого качества.
2. Очистка турбинного конденсата на фильтрах системы очистки (БОУ) в пусковых и переходных режимах, а также в случае увеличения присосов охлаждающей воды.

3. Обеспечение высокой плотности гидравлической и вакуумной частей конденсаторов турбоустановки по охлаждающей воде и воздуху.
4. Предпусковые отмывки химобессоленной водой конденсатно-питательного тракта.
5. Коррекционная обработка рабочей среды III контура.
6. Обработка рабочей среды перед остановом энергоблока для консервации оборудования III контура на период останова.
7. Химические промывки парогенераторов.
8. Химический контроль качества рабочей среды III контура ПГ.

Химические промывки ПГ проводятся с целью удаления отложений с теплообменных поверхностей ПГ и осуществляются на остановленном энергоблоке в период планового ремонта. Химическую промывку производят при величине загрязненности теплообменных трубок 100–150 г/м².

Определение химического состава раствора для химической промывки является одной из главных задач. Применяемые реагенты должны иметь определенные физико-химические показатели, чтобы эффективно удалять отложения с поверхностей теплообмена ПГ и не вызывать химической реакции с конструкционными материалами. Возможные реагенты для химической промывки ПГ Н-272, которые выбраны на основе опыта эксплуатации ПГН-200М, и их физико-химические показатели приведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4

**Физико-химические показатели возможных реагентов
для химической промывки ПГ Н-272**

Реагент	Наименование показателя	Норма
Кислота серная	Массовая доля моногидрата (H ₂ SO ₄), %	От 92,5 до 94,0
Натрия гидроокись	Массовая доля едкого натра (NaOH), %, не менее	46
	Массовая доля сульфатов, % (в пересчете на 100 % едкий натр), не более	0,002
	Массовая доля хлористого натрия, % (в пересчете на 100 % едкий натр), не более	0,007
Аммиак водный	Массовая доля аммиака (NH ₃), %, не менее	25,0
	Массовая доля общей серы (SO ₄), %, не более	0,001
	Массовая доля хлоридов (Cl ⁻), %, не более	0,0002
Кислород газообразный	Объемная доля кислорода, %, не менее	99,7
	Объемная доля водорода, %, не более	0,3

Химический контроль ПГ Н-272

Для получения достоверной информации о состоянии ВХР III контура и поддержания рабочей среды в нормированных пределах проводится химический контроль, для реализации которого предусмотрены системы отбора проб. Результаты контроля качества питательной воды и пара приведены в табл. 5.5, 5.6.

Таблица 5.5

Нормируемые и диагностические показатели качества питательной воды ПГ при работе энергоблока на энергетических уровнях мощности

Наименование показателя	Нормир. показатели кач-ва питат. воды	Факт. (измерен.) показатели кач-ва питат. воды
Удельная электропроводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см, не более	0,15	0,19–0,20
Величина рН (при 25 °С)	8,0–8,5	8,23–8,28
Концентрация кислорода, мкг/дм ³	80–120	86–94
Концентрация натрия, мкг/дм ³ , не более	1,0	0,33–0,35
Концентрация хлорид-иона, мкг/дм ³ , не более	1,0	< 0,5
Концентрация железа, мкг/дм ³ , не более	5,0	< 5,0
Концентрация кремнекислоты, мкг/дм ³	≤ 10	< 10
Концентрация общего органического углерода, мкг/дм ³ , не более	200	20–45

Таблица 5.6

Диагностические показатели качества перегретого пара парогенераторов при эксплуатации энергоблока на энергетических уровнях мощности

Наименование показателя	Нормативные показатели качества острого пара	Реальные (измеренные) показатели качества острого пара
Удельная электропроводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см, не более	0,15	0,23–0,26
Концентрация натрия, мкг/дм ³ , не более	1,0	0,34–0,37

Результаты химического контроля ПГ Н-272 показали незначительное увеличение нормируемых показателей удельной электропроводимости питательной воды и перегретого пара после ПГ.

Условия химической промывки ПГ Н-272

Химическая промывка ПГ Н-272 должна проводиться при параметрах, выбранных с учетом химических свойств отложений на ТОТ ПГ:

Температура натрия в реакторе, °С	170
Исходная температура промывочного раствора в системе приготовления, не менее, °С	70
Температура промывочного раствора, подаваемого в испаритель, °С	150–160
Давление в промывочном контуре с запасом до кипения, не менее, °С	20 ⁺⁵
Запас до кипения в промывочном контуре*, не менее, °С	20 ⁺⁵
Давление промывочного раствора, МПа	1,0–1,5
Скорость циркуляции промывочного раствора в трубках испарителя, м/с	~1
Уставка по температуре системы электрообогрева оборудования и основных трубопроводов II контура, °С	200

Примечание: для обеспечения запаса до кипения (*) давление на выходе из испарителя должно устанавливаться в зависимости от температуры промывочного раствора на выходе испарителя в соответствии с табл. 5.7.

Таблица 5.7

Зависимость давления от температуры промывочного раствора на выходе из испарителя

Температура, °С	Минимальная температура кипения, °С	Давление		
		МПа (абс)	кгс/см ² (абс)	кгс/см ² (изб)
160	180	1,00	10,2	9,2
170	190	1,26	12,8	11,8
180	200	1,55	15,8	14,8

Расход (объемный) промывочного раствора через испаритель определяется из условия обеспечения необходимой скорости в трубках ПГ и равен:

$$V_{\text{пр}} = 10 \cdot S_{\text{исп}} \cdot \omega_{\text{тр}} = 10 \cdot 0,0332 \cdot 1 = 0,332 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $S_{\text{исп}}$ — проходное сечение модуля испарителя по пароводяному тракту, м^2 ; $\omega_{\text{тр}}$ — скорость промывочного раствора в трубках испарителя, м/с .

Тогда массовый расход:

$$D_{\text{пр}} = V_{\text{пр}} \cdot \rho = 0,332 \cdot 892,5 = 296,3 \text{ кг/с},$$

где ρ — плотность воды (промывочного раствора) при температуре 170°C и давлении $1,26 \text{ МПа}$.

Относительный расход на промывку:

$$D_{\text{пр}}^{\text{отн}} = \frac{D_{\text{пр}}}{D_{\text{ном}}} = \frac{296,3}{292} = 1,015,$$

где $D_{\text{ном}}$ — номинальный расход питательной воды.

Для осуществления химической промывки испарительных модулей ПГ Н272 создан специальный контур, который обеспечивает циркуляцию промывочного раствора, так как штатный III контур не предназначен для этой цели, а в случае проведения химпромывки через него потребуются тщательная отмывка обессоленной водой всего III контура.

Для осуществления химической промывки испарительных модулей ПГН-200 (блок № 3) промывка осуществляется с использованием части оборудования III контура и монтируемой (для ее проведения) части трубопроводов для минимизации оборудования, участвующего в проведении химической промывки.

5.5. Аварийные режимы

5.5.1. Отключение одной из трех работающих петель

1. При принятом алгоритме пуска энергоблока с расходом натрия в I, II контурах каждой петли, равном 70 % от номинального, отключение одной из трех работающих петель при мощности реактора до 50 % $N_{\text{ном}}$ не приводит с точки зрения условий эксплуатации реактора к нарушению установленных проектом пределов. При этом для обеспечения исходного режима оставшихся в ра-

боте петель должно быть произведено снижение мощности реактора до восстановления исходной температуры натрия на выходе из реактора. В случае отключения одной из трех работающих петель при мощности реактора более $50\% N_{\text{ном}}$ снижение мощности реактора производится автоматически на 33% от исходной величины путем сброса стержня АЗ-П и отработки АР, при этом электроприводы ГЦН-1 оставшихся в работе петель снижают частоту вращения до 780 об/мин.

На отключившейся петле по блокировкам закрывается в течение 5 с обратный клапан на напоре ГЦН-1, через ~ 30 с начинают закрываться задвижки натрия на подводе к секциям ПГ, через ~ 120 с отключаются ПЭН этой петли и через ~ 144 с отключается ТГ (рис. 5.12).

- ◇ Закрывается арматура по третьему контуру: М424 А, Б; М250; М212; с М278 А по М278 Г; М280 А, Б; М201 А, Б; М283 А, Б; с М312 А по М312 Г; с М351 А1 по М351 Б4; с М354 Б4 по М354 Б4; с М356 А1 по М356 Б4 данного ПГ.
 - ◇ Прекращается подача питательной воды за счет отключения ПЭН данного ПГ с запретом включения резерва.
 - ◇ Проводится снижение давления среды в III контуре за счет открытия СУ М426 А, Б, В.
 - ◇ Проводится дренирование данного ПГ по стороне II и III контуров.
1. Причины автоматического отключения работающей петли:
 - а) отключение электроприводов ГЦН I и II контуров действием защит этого ГЦН или защит его электропривода и автотрансформатора;
 - б) снижение частоты вращения ГЦН I и II контуров на 220 об/мин от заданной при отсутствии сигнала БАЗ;
 - в) отказ автоматического отключения ВНР (включение нерегулируемого режима);
 - г) повышение температуры натрия I контура на выходе из ПТО на 40°C от исходной величины при отсутствии сигнала БАЗ;
 - д) отключение всех ПЭН петли при отсутствии сигнала БАЗ;
 - е) закрытие СК ТГ (с выдержкой времени 30 с) при исходной нагрузке турбогенератора выше 100 МВт и отсутствии сигнала БАЗ;
 - ж) повышение давления газа в ББН до $2,35 \text{ кгс/см}^2$ («большая течь ПГ»).

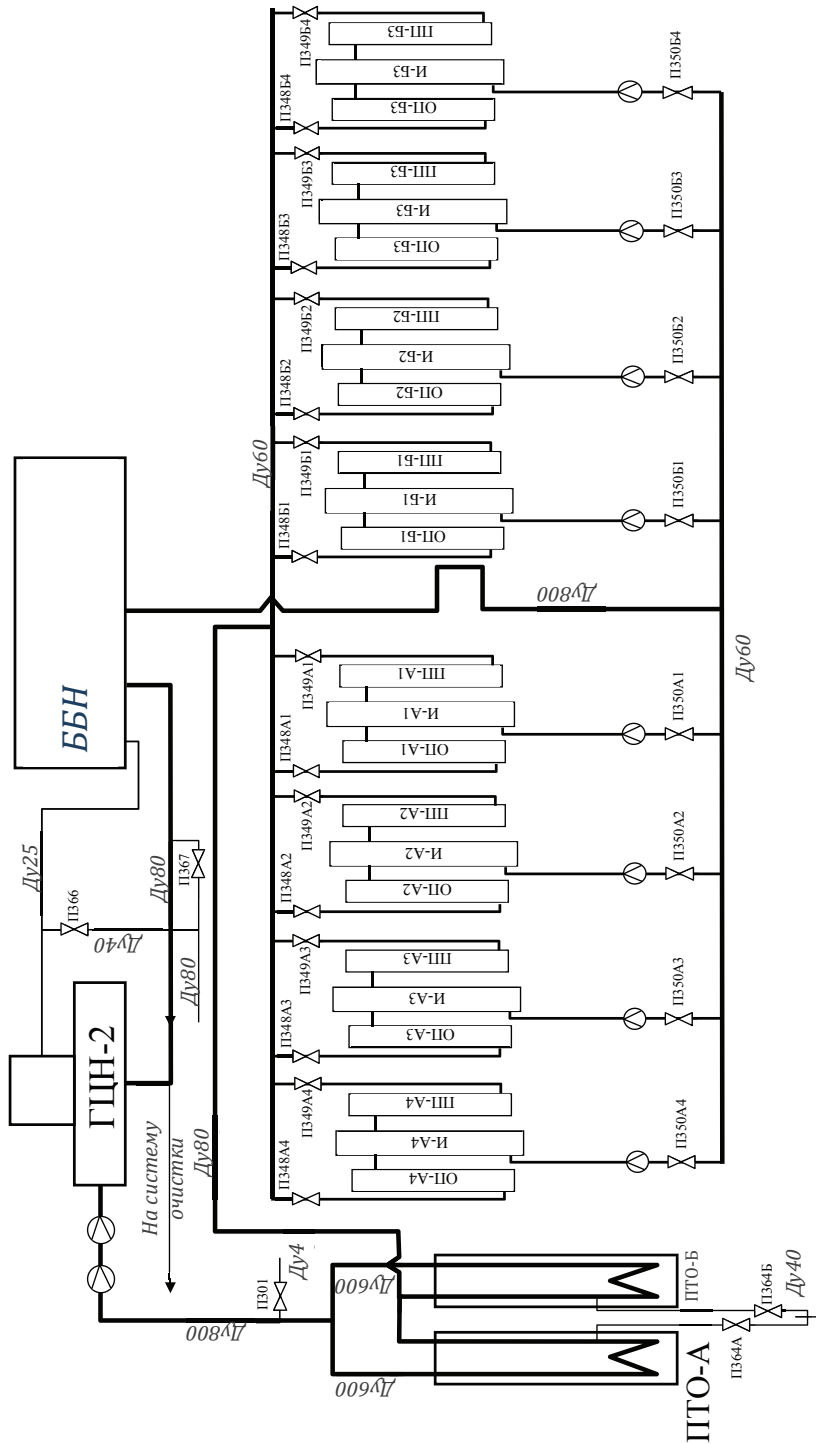


Рис. 5.12. Упрощенная схема петли второго контура

2. Причины автоматического отключения работающей петли:
 - а) отключение электроприводов ГЦН I и II контуров действием защит этого ГЦН или защит его электропривода и автотрансформатора;
 - б) снижение частоты вращения ГЦН I и II контуров на 220 об/мин от заданной при отсутствии сигнала БАЗ;
 - в) отказ автоматического отключения ВНР (включение нерегулируемого режима);
 - г) повышение температуры натрия I контура на выходе из ПТО на 40 °С от исходной величины при отсутствии сигнала БАЗ;
 - д) отключение всех ПЭН петли при отсутствии сигнала БАЗ;
 - е) закрытие СК ТГ (с выдержкой времени 30 с) при исходной нагрузке турбогенератора выше 100 МВт и отсутствии сигнала БАЗ;
 - ж) повышение давления газа в ББН до 2,35 кгс/см² («большая течь ПГ»).
3. Петля и соответствующий ПГ этой петли должны быть немедленно остановлены оперативным персоналом отключением МВ (масляного выключателя) В-1 ГЦН-2 в следующих аварийных ситуациях:
 - а) выход параметров на уставки срабатывания защиты петли и отказ срабатывания защиты;
 - б) увеличение температуры натрия на выходе из ПГ или из любой его половины до 380 °С, продолжающийся рост этих величин и невозможность их снижения;
 - в) снижение температуры пара за испарительными модулями ПГ ниже « $t_s + 20$ °С» и работа ПГ с этой температурой в течение 15 мин при включенных в работу основных пароперегревательных модулях ПГ (подача насыщенного пара в модули ОП не допускается);
 - г) отключение воздушными выключателями 220 кВ электрического блока «генератор — трансформатор» при исходной нагрузке турбогенератора выше 100 МВт;
 - д) снижение уровня питательной воды в баке Дб соответствующей петли ниже 0,7 м и невозможность его восстановления;
 - е) отклонение среднесмешанной температуры натрия I контура петли на выходе из ПТО-А, Б, вызвавшее увеличение разности среднесмешанной температуры натрия I контура на выходе ПТО-А, Б работающих петель энергоблока выше 25 °С и невозможность предотвращения дальнейшего увеличения этой разности;

ж) снижение температуры питательной воды ниже 145°C и невозможность ее повышения до 158°C в течение 1 ч;

з) появление утечки натрия из основных трубопроводов II контура, бака ГЦН II контура, ББН, модулей ПГ, а также из арматуры и вспомогательных трубопроводов II контура этой петли, если устранение течи натрия без отключения петли невозможно.

4. Петля должна быть немедленно остановлена оперативным персоналом с помощью ключа КАП в следующих аварийных ситуациях:

а) нарушение межконтурной плотности ПГ «большая течь ПГ»;

б) появление разрывов и сквозных трещин на трубопроводах питательной воды, на корпусе деаэратора, на паропроводах острого пара или паропроводах промперегрева.

5.5.2. Отключение одной из двух (двух из трех) работающих петель

При отключении одной из двух (двух из трех) работающих петель работа реактора на мощности недопустима. В связи с этим предусмотренной проектом защитой происходит останов реактора по алгоритму БАЗ. Расхолаживание реактора по I контуру производится с пониженным расходом натрия через реактор вследствие работы только одного ГЦН-1 с частотой вращения ~ 280 об/мин и наличия при этом обратного расхода натрия через открытый обратный клапан на напоре отключившегося ГЦН-1.

Режим работы оборудования по II и III контурам зависит от исходного состояния. Возможны следующие варианты исходного состояния.

Вариант 1. Исходное состояние: энергоблок работает на двух петлях, третья петля отключена, и на ней закончилась работа алгоритма отключения петли. Происходит отключение второй петли.

В этом случае на ранее отключенной петле никаких действий не требуется. На оставшейся в работе петле срабатывают блокировки по алгоритму БАЗ. На второй отключившейся петле остается открытым ОК ГЦН-1, срабатывают блокировки по отключению петли (на эту петлю проходят как сигналы по БАЗ, так и по отключению петли, но исходя из установленных проектом выдержек времени, алгоритм переключений по отключению петли срабатывает раньше). При этом, в отличие от алгоритма отключения одной из трех петель, в данном случае на отключившейся петле выдаются запреты и остаются в работе ПЭН

и не закрываются задвижки ПЗ48, ПЗ49. Указанное (при отсутствии на этой петле «большой течи ПГ») предусмотрено с целью сохранения циркуляции по III контуру этой петли, отвода тепла от реактора за счет ЕЦ во II контуре и сохранения условий для восстановления принудительной циркуляции в I и II контурах отключившейся петли. В результате сохраняется возможность использовать эту петлю при расхолаживании энергоблока и отводе остаточного тепловыделения реактора.

Вариант 2. Исходное состояние: энергоблок работает на трех петлях. Происходит отключение одной петли, и до начала закрытия на ней задвижек ПЗ48, ПЗ49 (т. е. в течение не более 30 с) происходит последовательное отключение второй петли.

На оставшейся в работе петле срабатывают блокировки по алгоритму БАЗ. На второй отключившейся петле остается открытым ОК ГЦН-1, и в соответствии с указанными выше запретами остаются открытыми задвижки ПЗ48, ПЗ49 и остается в работе ПЭН. Данная петля может быть использована для отвода тепла от реактора. На первой отключившейся петле закрывается ОК ГЦН-1 и остаются в работе ПЭН (необходимо отметить, что если между отключением первой и второй петли пройдет менее 1 с, то останутся открытыми ОК ГЦН-1 на всех петлях). Если на этой петле задвижки ПЗ48, ПЗ49 еще не пошли на закрытие по блокировке, то эту петлю по возможности также использовать для отвода тепла от реактора. Если задвижки ПЗ48, ПЗ49 уже пошли на закрытие, то продолжить отключение этой петли по II и III контурам: после закрытия задвижек разгружается ПЭН этой петли, закрывается арматура на питательном узле ПГ.

5.5.3. Останов реактора и энергоблока по алгоритму БАЗ

Быстрая аварийная защита (БАЗ) реактора предназначена для быстрого останова реактора при отклонении физических или технологических параметров от установленных в проекте пределов и условий безопасной эксплуатации, а также при недопустимых нарушениях режимов работы энергоблока.

При срабатывании БАЗ реактора происходит ввод в активную зону реактора стержней АЗ за время 1 с под действием собственного веса и разгоняющих пружин, стержней АР за время 10 с со скоростью 70 мм/с и стержней КС за время 175 с со скоростью 5 мм/с при помощи электроприводов соответствующих исполнительных меха-

низмов. Для уменьшения темпа спада температуры и, как следствие, с целью снижения термических напряжений на оборудовании I и II контуров предусмотрен автоматический перевод электроприводов ГЦН-1,2 на пониженную частоту вращения (280 и 300 об/мин соответственно) и снижение расхода питательной воды на ПГ (до ~ 300 т/ч) за счет автоматического прикрытия регулирующих клапанов на подводе питательной воды. При этом для соблюдения приоритета БАЗ и сохранения в работе ГЦН-1,2 выдаются запреты на их отключение при отклонении частоты вращения от заданной, а также выдаются запреты на отключение ГЦН-1 по сигналам таких технологических защит, как: при повышении температуры натрия I контура на выходе из ПТО, при отключении ТГ петли, при отключении всех ПЭН петли.

После заглушения реактора действием предусмотренных блокировок энергоблок переводится в режим расхолаживания по наиболее простой и надежной схеме с циркуляцией натрия по I и II контурам при пониженной частоте вращения ГЦН-1,2 (280 и 300 об/мин) и циркуляцией по III контуру по растопочной схеме: Д-6 → ПЭН → ИМ ПГ → → РР-13 → ОК ТГ → Д-6 (рис. 5.13). Действие блокировок продолжается в течение ~ 15 мин. При этом, кроме указанных выше блокировок, предусматривается:

- ◇ Перевод питания ПГ питательной водой по байпасным трубопроводам за счет автоматического закрытия задвижек на входе питательной воды в ПГ и открытия задвижки на байпасе (М250) и регулирования расхода воды регулятором на этом байпасе (М423). При этом регуляторы (М424) открываются полностью. Перевод заканчивается через ~3 мин для всех ПГ при исходной работе энергоблока на мощности более 60 % $N_{ном}$. При исходной работе энергоблока на мощности менее 60 % $N_{ном}$ перевод заканчивается через 1,5 мин для всех ПГ. После окончания перевода расход питательной воды через ПГ устанавливается ~ 250 т/ч необходимый и достаточный для расхолаживания энергоблока.
- ◇ Автоматическая разгрузка ТГ на БРОУ 140/6 в период 2–4 мин после срабатывания БАЗ с поддержанием постоянными давления острого пара и давления в коллекторах слабоперегретого пара (СПП).
- ◇ Отключение модулей ОП и перевод сброса всего пара с ИМ ПГ на РР-13 за счет автоматического закрытия задвижек М200 А, Б (М277 А, Б).

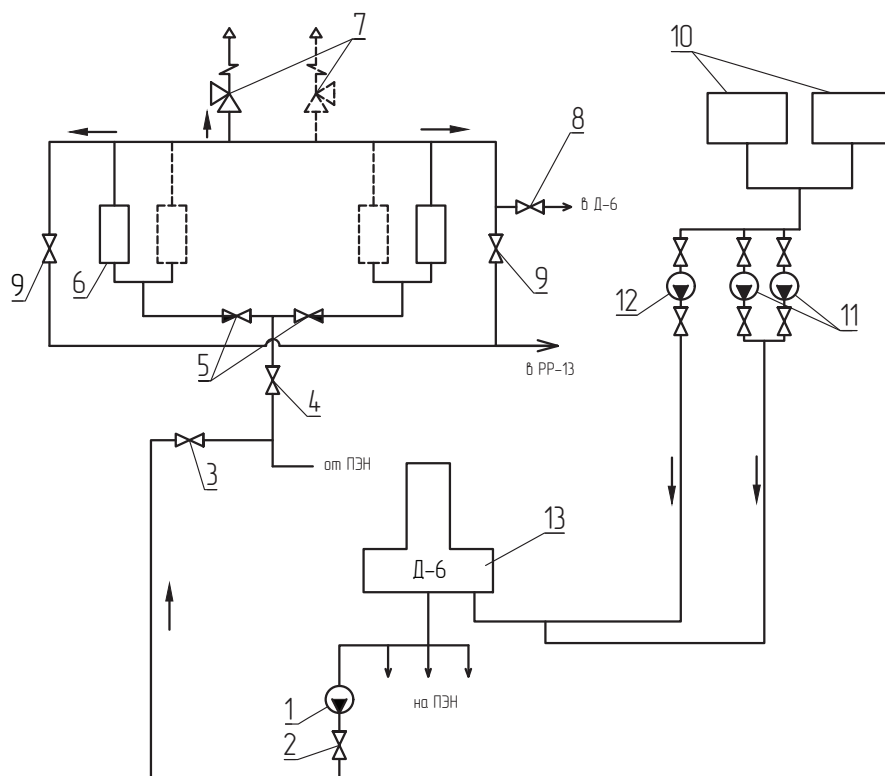


Рис. 5.13. Схема расхолаживания:

1 — АПЭН; 2 — задвижка на напоре АПЭН; 3 — задвижка на подводе аварийной питательной воды к ПГ; 4 — основная задвижка на подводе питательной воды к ПГ; 5 — регулирующие клапаны; 6 — испарительные модули ПГ; 7 — сбросные устройства ПГ; 8 — задвижка на сбросе среды в деаэратор; 9 — задвижка на сбросе среды в растопочный расширитель 13 ата (РР-13); 10 — баки чистого конденсата; 11 — насосы чистого конденсата; 12 — насос аварийной подпитки; 13 — деаэратор Д-6

Указанный перевод заканчивается к 15 мин после срабатывания БАЗ, когда расходы питательной воды на ПГ снижаются до значений пропускной способности растопочных трубопроводов ПГ 90–100 т/ч.

В процессе срабатывания автоматического алгоритма персонал должен контролировать правильность работы блокировок, обеспечить симметричный режим работы петель с $\Delta t_{н.к}$ не более 25°C , обеспечить своевременную подачу пара на С. Н. со всех ПГ и до отключения модулей ОП должен подготовить растопочные узлы ПГ к сбросу среды из ИМ ПГ в РР-13.

Нормальное функционирование системы аварийного теплоотвода

При работе энергоблока на энергетическом уровне мощности системы теплоотвода I и II контуров и часть элементов системы аварийного теплоотвода III контура находятся в работе, что обеспечивает их высокую надежность при аварийном расхолаживании реактора, поскольку исключены скрытые отказы системы. Часть элементов системы аварийного теплоотвода III контура (АПЭН, СУ ПГ) находится в автоматическом режиме готовности к работе, а именно:

- ◇ аварийный питательный электронасос (АПЭН) прогрет и заполнен питательной водой, подано питание на его электродвигатель;
- ◇ перемычка по питательной воде прогрета и заполнена питательной водой, секционирующая арматура открыта;
- ◇ сбросные устройства (СУ) ПГ прогреты и закрыты, подано питание на электродвигатели арматуры.

При потере системного электроснабжения автоматически по сигналу «обесточивание с. н. блока» производится останов реактора по алгоритму БАЗ, а система аварийного расхолаживания реактора функционирует при этом следующим образом.

Система теплоотвода I и II контуров остается в работе, при этом ГЦН этих контуров автоматически переводится на сниженную частоту вращения 280 и 300 об/мин соответственно и выдается запрет на отключенном ГЦН по технологическим сигналам, запрет на закрытие более одного обратного клапана ГЦН I контура.

Ввод в работу системы аварийного теплоотвода по III контуру производится автоматически следующим образом:

- ◇ Запускаются и разворачиваются в течение 15 с АПЭН на всех трех петлях теплоотвода, и открывается арматура на питательных узлах для подачи питательной воды в ПГ от АПЭН (с одновременным разворотом собственных ДГ и включением их на секции надежного питания 6 кВ РНВ).
- ◇ Вводятся в работу сбросные устройства (СУ) ПГ на каждой петле теплоотвода после отключения ТГ, и для поддержания давления пара в коллекторах СПП ПГ каждой петли теплоотвода на уровне 50 кгс/см² осуществляется подача питательной воды в ПГ от АПЭН.

Дальнейшее расхолаживание реактора по III контуру осуществляется по схеме: Д-6 → АПЭН → испарительные модули ПГ → сбросные устройства ПГ. При снижении уровня питательной воды в баках деаэ-

ратора Д-6 производится включение в работу системы подпитки чистым конденсатом. После перевода ПГ в водяной режим осуществляется перевод циркуляции среды по III контуру через растопочный расширитель 13 ата с переводом конденсата на Д-6 по схеме, описанной выше (Д-6 → ПЭН → испарительные модули ПГ → РР-13 → ОК ТГ → Д-6).

Причины автоматического срабатывания БАЗ реактора:

- 1) уменьшение времени удвоения по двум из трех импульсных каналов до 20 с в пусковом режиме;
- 2) уменьшение времени удвоения по двум из трех токовых каналов до 20 с;
- 3) неисправность или потеря питания двух из трех импульсных каналов измерения времени удвоения мощности (если мощность реактора контролировалась с помощью импульсных каналов);
- 4) неисправность или потеря питания двух из трех токовых каналов измерения времени удвоения мощности;
- 5) повышение мощности реактора до 12 % $N_{\text{ном}}$ по двум из трех каналов в режиме поддержания мощности до 10 % $N_{\text{ном}}$;
- 6) повышение мощности реактора на 15 % от заданной по двум из трех каналов в режиме поддержания мощности реактора в диапазоне 10–100 % $N_{\text{ном}}$;
- 7) превышение относительной мощности реактора фактического относительного расхода натрия через реактор (N/G) на 20 % текущего значения по двум из трех каналов в режиме поддержания мощности реактора в диапазоне 12–100 % $N_{\text{ном}}$;
- 8) неисправность или потеря питания двух из трех каналов защиты по мощности реактора;
- 9) неисправность или потеря питания двух из трех каналов защиты по отношению мощности реактора к расходу натрия через него (N/G);
- 10) снижение частоты вращения на 160 об/мин от заданной одного ГЦН I контура при работе энергоблока на двух петлях или двух и более ГЦН I контура при работе энергоблока на трех петлях;
- 11) повышение температуры натрия на выходе из активной зоны реактора до 605 °С;
- 12) снижение уровня натрия на двух из трех баков ГЦН I контура на 400 мм от исходных величин по уровнемерам;
- 13) отключение двух из трех ГЦН I контура;

- 14) отключение одного ГЦН I контура и незакрытие в течение 5 с обратного клапана на его напоре;
- 15) обесточивание собственных нужд энергоблока;
- 16) отключение воздушными выключателями 220 кВ двух и более электрических блоков «генератор — трансформатор»;
- 17) обесточивание обоих фидеров питания СУЗ ($U = 48 \text{ В}$);
- 18) закрытие СК ТГ на двух и более ТГ при работе энергоблока на трех петлях или на одном и более ТГ при работе энергоблока на двух петлях при исходной нагрузке каждого турбогенератора выше 100 МВт;
- 19) повышение температуры натрия в сборном коллекторе на выходе ПГ до 380°C на двух и более петлях;
- 20) возникновение ускорения колебаний грунта величиной 5 баллов по двум из трех датчиков блока СИАЗ2 по любому из двух комплектов.

5.5.4. Течь воды (пара) в натрий при нарушении межконтурной плотности ПГ

Отключение секции по алгоритму «малая течь» в ПГ:

1. Под «малыми течами» ПГ понимается нарушение межконтурной плотности какого-либо модуля ПГ с течью воды (пара) в натрий на той стадии течи, при которой не происходит нарушения гидравлического режима натриевого контура. Процесс развития «малой течи» в «большую течь» может происходить достаточно быстро, поэтому при появлении признаков «малой течи» воды (пара) в натрий необходимо без задержки отключить аварийную секцию ключом КОС.
2. Причины нарушения межконтурной плотности модуля ПГ:
 - ◇ развитие микродефектов, не обнаруженных при проведении операций по контролю качества изготовления модулей ПГ;
 - ◇ язвенная коррозия теплопередающих поверхностей с последующим образованием свищей;
 - ◇ повреждения из-за циклических температурных напряжений, особенно в местах заделки теплообменных трубок в трубные доски.
3. Кроме нарушения межконтурной плотности, отключение секции парогенератора требуется при:
 - ◇ обнаружении видимых разрывов и сквозных трещин на трубопроводах III контура в пределах секции ПГ, видимых течей в уплотнении пароводяных камер;

- ◇ срабатывании и незакрытии предохранительных клапанов на каком-либо модуле секции при снижении уровня питательной воды в баке Д-6 ниже 0,7 м по уровнемеру;
- ◇ появлении признаков течи натрия в пределах отключаемого участка трубопроводов II контура, если эта течь может быть устранена после отключения секции путем дренирования натрия из отключенного участка (появление сигналов «земля» на рабочих зонах электрообогрева, снижение сопротивления изоляции на резервных зонах электрообогрева, возможное появление аэрозолей натрия из-под теплоизоляции трубопровода, возможное увеличение показаний контрольных термопар соответствующего трубопровода).

5.5.5. Режим работы блока и ПГ на двух петлях

В режиме работы блока № 3 на любых двух петлях допустим режим с номинальными параметрами и с номинальной нагрузкой парогенераторов и трубопроводов работающих петель. В таком режиме должен обеспечиваться номинальный расход теплоносителя I контура через промежуточные теплообменники (ПТО) работающих петель, т. е. суммарный расход теплоносителя I контура должен быть равен 67 % от номинального. Требуемый расход теплоносителя I контура в соответствии с реальными гидравлическими характеристиками I контура и ГЦН I контура обеспечивается при частоте вращения ГЦН I контура работающих петель, равной 780 об/мин. При этом ГЦН I контура неработающей петли должен быть отключен, а обратный клапан на его напоре — закрыт. Вышеописанный режим реализуется при мощности реактора 67 % $N_{\text{ном}}$.

В ходе освоения эксплуатации блока № 3 было обнаружено, что при работе блока № 3 на двух петлях существует расход принудительной циркуляции теплоносителя I контура через ПТО неработающей петли, причем не вдоль, а поперек теплопередающих трубок. Причиной возникновения такого расхода является перепад уровней теплоносителя I контура в районе расположения ПТО неработающей петли в сторону соседних ПТО работающих петель. Благодаря этому перепаду уровней разогретый теплоноситель I контура затекает внутрь корпусов ПТО неработающей петли через впускные отверстия со стороны с повышенным уровнем теплоносителя I контура, а вытекает из корпусов ПТО неработающей петли через такие же отверстия, но со стороны с пониженным уровнем теплоносителя I контура.

В результате обтекания верхней части теплопередающих трубок ПТО неработающей петли разогретым теплоносителем I контура происходит подогрев находящегося в них теплоносителя II контура, что в свою очередь приводит к возникновению локальных контуров неорганизованной естественной циркуляции теплоносителя II контура внутри трубопроводов II контура $D_y = 600$ и $D_y = 800$ на выходе из ПТО этой петли. В реальных условиях блока № 3 теплоноситель II контура внутри трубопроводов II контура на выходе из ПТО неработающей петли прогревается до температуры, близкой к температуре теплоносителя II контура на выходе из ПТО работающих петель, хотя в пределе, т. е. при идеальной теплоизоляции трубопроводов II контура на выходе из ПТО неработающей петли, возможно повышение температуры теплоносителя II контура в этих трубопроводах до температуры греющей среды, т. е. до температуры разогретого теплоносителя I контура.

Благодаря подогреву теплоносителя II контура в нижних камерах и опускных трубах ПТО неработающей петли возникают локальные контуры неорганизованной естественной циркуляции теплоносителя II контура внутри трубопроводов II контура $D_y = 600$ и $D_y = 800$ на входе в ПТО этой петли. Таким образом, температурный режим неработающей петли II контура устанавливается самопроизвольно и при стационарном режиме работы блока двух петлях практически совпадает с температурным режимом таких же петель II контура в составе работающих петель блока.

На начальном этапе освоения эксплуатации блока № 3 при температуре разогретого теплоносителя II контура около 400°C в неоднократно возникавших режимах работы блока на двух петлях отсутствовали признаки организованной естественной циркуляции теплоносителя во II контуре отключенной петли, хотя на всех секциях парогенератора отключенной петли были полностью открыты входные и выходные задвижки по стороне II контура. Первые признаки организованной естественной циркуляции теплоносителя II контура отключенной петли (по росту температуры теплоносителя II контура на выходе из секций парогенератора этой петли) были обнаружены в режиме работы блока на двух петлях после подъема температуры разогретого теплоносителя II контура до 430°C . В ходе последующей эксплуатации блока доказано, что по условиям безопасного прохождения аварийного режима «большая течь ПГ» следует закрывать не выходные задвижки секций парогенераторов по стороне II контура (П350), а входные задвижки

(ПЗ48 и ПЗ49). В дальнейшем было принято и реализовано техническое решение об автоматическом закрытии задвижек ПЗ48 и ПЗ49 на всех работающих секциях парогенератора при отключении соответствующей петли (одной из трех работающих петель) по любой причине. Таким образом, в окончательном эксплуатационном варианте проектный режим отключенной петли при работе блока № 3 на двух петлях был дополнен закрытием задвижек ПЗ48 и ПЗ49 на всех работающих секциях парогенератора отключенной петли, что исключило возможность возникновения организованной естественной циркуляции во II контуре этой петли.

Вопросы для повторения

1. Перечислите режимы пуска ПГ и энергоблока.
2. Чем обусловлена необходимость разогрева металлоконструкции ПГ с определенной скоростью перед заполнением?
3. Чем достигается доведение качества питательной воды до необходимого уровня при пуске?
4. В чем заключается режим быстрого перевода испарителей ПГ в паровой режим?
5. Поэтому не допускается подача пара в основные перегреватели с перегревом менее $t_s + 20^\circ\text{C}$?
6. Каковы задачи этапа подъема мощности реактора от 18 до 60 % $N_{\text{ном}}$?
7. Какие общие требования должны соблюдаться в процессе планового останова энергоблока?
8. Что необходимо для организации режима ЕЦ во II контуре в течение длительного времени?
9. По каким причинам может происходить снижение надежности и экономичности оборудования пароводяного контура АЭС при неоптимальной организации водного режима ПГ?
10. Перечислите основные физико-химические характеристики парогенераторной воды.
11. Перечислите системы, которые обеспечивают поддержание ВХР на энергоблоке.
12. Что понимается под «малыми течами» ПГ?

6. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ АЭС С РЕАКТОРОМ БН-600

Анализ отказов парогенераторной установки. В течение многолетней эксплуатации парогенератора ПГН-200М были выявлены конструкционные, технологические недостатки, несовершенство некоторых эксплуатационных режимов, а также ряд скрытых дефектов металла и сварных соединений.

Все отказы можно разделить условно на следующие группы:

- ◇ отказы арматуры обвязки по III контуру ПГ;
- ◇ отказы модулей ПГ;
- ◇ отказы арматуры $D_y = 300$;
- ◇ отказы сильфонной арматуры;
- ◇ отказы САЗ ПГ.

Для арматуры обвязки ПГ по III контуру были характерны следующие дефекты:

- ◇ пропуск по штоку, плавающей крышке;
- ◇ пропуск среды в закрытом положении;
- ◇ пропуск импульсного и главного предохранительного клапана в закрытом положении;
- ◇ сквозные свищи в корпусах арматуры;
- ◇ «продутые» сальники;
- ◇ течь по сальнику и др.

Свищи на корпусах арматуры, плавающих крышках неоднократно приводили к отключениям оборудования (например, в 1984 г. отключение модуля ОП из-за свища по штоку и плавающей крышки задвижки, расположенной на выходе из модуля, в 1996 г. — шесть случаев отключения модулей ПГ из-за свищей и два отключения ПГ по этой же причине).

Эрозионный износ затворов и корпусов дренажной арматуры питательных узлов парогенераторов обнаруживался во время капитальных ремонтов. Дефектная арматура заменялась.

Начало эксплуатации энергоблока отмечено отказами оборудования по III контуру ПГ, связанными с недостатками в технологических схемах и проявлением монтажных и заводских дефектов типа свищей в сварных швах, недопустимых износов внутрикорпусных устройств обратных клапанов на питательных узлах ПГ. Ремонт производили путем замены внутренних частей оборудования и наплавки защитного покрытия на изношенные поверхности.

Причиной преждевременного износа обратных клапанов, как показал анализ, явилась гидравлическая неустойчивость потока питательной воды в месте установки клапанов, вызывающая колебания их рабочих органов с повышенной частотой и амплитудой. В нормах технологического проекта и предписании завода-изготовителя по установке обратных клапанов не было указаний по выбору расстояния от регулирующей арматуры или других элементов контура, создающих завихрения потока, до обратного клапана. В 1986 г. вышел эксплуатационный циркуляр, устанавливающий длину прямого участка трубы за регулирующим клапаном не менее 8–10 внутренних диаметров клапанов (2000–2500 мм). Фактически обратные клапаны были установлены за регулируемыми на расстоянии 700 мм. Кроме того, на расстоянии 1440–1600 мм от регулирующего клапана имелся переход с $\varnothing 325 \times 24$ на $\varnothing 219 \times 16$. В связи с этим в 1993–1994 гг. проведена реконструкция питательных узлов парогенераторов. Были перенесены обратные клапаны, расположенные за регулируемыми (М424), демонтирована быстродействующая арматура (М-308, 309), выведенная из эксплуатации в связи с низкой надежностью и изменением алгоритма «большой течи», а также ликвидирован «малый» байпас арматуры М422 в связи с тем, что он не использовался при регулировании расхода питательной воды. Вместо арматуры М309 установили вставки, а арматуру М308 вырезали, трубопроводы заглушили.

Отключения модулей ПГ также происходили из-за трещин в сварных швах и прогрессирующей течи через сальниковые уплотнения плавающей крышки обратного клапана. Как оказалось при вскрытии, у обратного клапана была непроектная набивка. Для недопущения подобных случаев были введены контроль за плавающей крыш-

кой после каждого останова и устранение зазоров, образующихся при выгорании набивки.

До начала 1990-х гг. было всего 10 отключений из-за сквозных свищей (все монтажного или заводского характера), с конца 1980-х гг. количество отключений оборудования по этой причине начало заметно расти. Эта тенденция была замечена, и предпринят ряд плановых мер по замене тройников, штуцеров, гильз термопар. В 1991 г. полностью заменили гильзы (08X13) термопар трубопроводов СПП на усиленные из стали 08X18H10T (12X18H10T), работающие при температуре среды более 300 °С. В 1992–1994 гг. были заменены гильзы термопар других трубопроводов парогенераторов. Причиной частых выходов из строя явилось несовершенство их конструкции (конструкционный непровар зоны термического влияния, повышенное механическое напряжение в районе изломов, склонность стали 08X13 к отпускной хрупкости при $t \geq 500$ °С при длительной эксплуатации).

На начальном этапе эксплуатации энергоблока дефектную пароводяную арматуру ремонтировали на месте (выборка трещин, шлаковых включений, пор, дефектов литья корпусов с последующей заваркой). С начала 1990-х гг. арматуру стали менять целиком (например, в 1993–2000 гг. заменили 20 единиц арматуры большого диаметра и почти всю дренажную арматуру на питательной воде).

В 1987 г. была произведена замена штуцеров импульсных линий ИПК по результатам обследования штуцеров модулей ОП. Были выявлены свищи в угловых швах приварки, причинами которых явились использование непроектных штуцеров, нарушение технологии сборки и применение обрезных кругов при зачистке металла под контроль. В 1989 г. была продолжена работа по замене штуцеров импульсных линий ПК ПГ, а также замене штуцеров дренажей трубопроводов острого пара.

В 1987–1988 гг. были выполнены монтаж переходников на дренажах нижних паровых камер основных пароперегревателей для повышения надежности ПГ и изменение врезок дренажей трубопроводов выхлопов ПК и сбросных устройств с целью исключения запаривания электротехнических помещений через трапы (промливневой канализации).

В 1991 г. произведена замена участков дренажей ГПП в пределах обвязки модулей ПП, необходимость которой была вызвана стояноч-

ной коррозией металла дренажей в нижних участках с необогреваемыми тупиковыми зонами.

За весь период эксплуатации в модулях парогенераторов ПГН-200М было 12 случаев межконтурной течи, последний из них — в 1991 г. (табл. 6.1). Только в одном случае блок останавливался, так как перед течью работал на двух петлях. Первые шесть течей произошли в 1980—1981 гг. (три модуля ОП и три модуля ПП). Нарботка модулей составляла от 950 до 1640 ч эксплуатации.

Причинами течи на первых модулях были в основном трещины в металле трубной доски (рис. 6.1), сквозные дефекты теплообменных трубок, раковины на внутренних поверхностях теплообменных трубок на глубину 20—30 мм от нижней трубной доски (НТД), растрескивание НТД и нижней паровой камеры (НПК), трещины по сварному шву заделки труб в трубной доске, трещины на тепловом экране. Дефектные модули были демонтированы, разрезаны ВТД и НТД, трубчатка, корпус и отправлены на завод-изготовитель для исследований. Один модуль ОП пытались отремонтировать на месте глушением теплообменных трубок, но послеремонтные сдаточные испытания выявили новые течи.

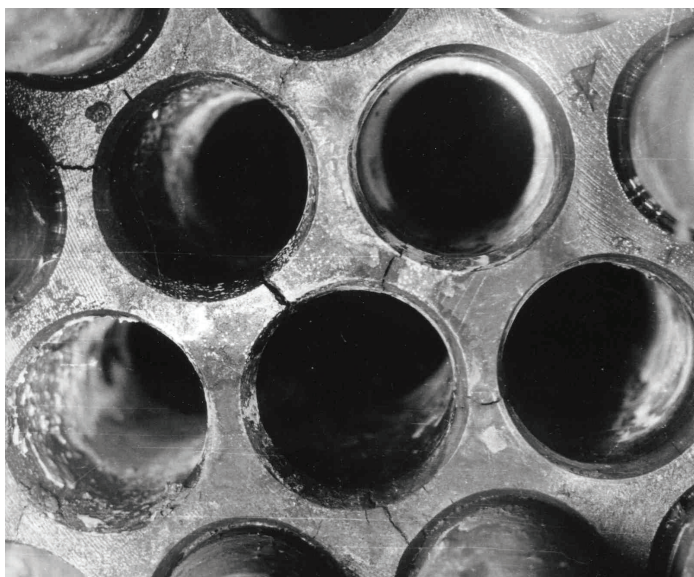


Рис. 6.1. Растрескивание трубной доски

Таблица 6.1

**Характеристики межконтурных неплотностей модулей
парогенератора ПГН-200М**

Дата	Модуль	Количество воды, попавшей во II контур, кг	Количество натрия, попавшего в III контур, кг	Характер дефекта
24.06.80	ПП	40	2500	Сквозной дефект (10 ТОТ). Трещина в нижней части ВТД. Трещина в тепловом экране
04.07.80	ОП	17,87	—	Трещина в сварном шве ТОТ. Четыре трещины в верхней части ВТД вокруг ТОТ
24.08.80	ПП	7	—	Сквозной дефект (9 ТОТ). Два ТОТ имеют кольцевые разрушения изнутри на глубине 95 мм от ВТД
08.09.80	ОП	0,18	—	Сквозной дефект четырех ТОТ. Трещина по сварному шву заделки ТОТ
20.10.80	ОП	0,78	—	Трещина в металле ВТД
09.06.81	ПП	40	600	Сквозной дефект трех ТОТ на расстоянии 1435 мм от НТД
19.01.82	ОП	20,3	200	Сквозной дефект семи ТОТ
22.08.83	ОП	2,77	—	Трещина в металле ВТД
06.11.84	ИМ	1,8	—	Демонтаж двух ТОТ, вварка заглушек в ВТД и НТД
10.11.84	ПП	0,75	—	Глушение семи ТОТ
24.02.85	ОП	0,73	—	Разветвленные трещины в металле трубной доски и узлах заделки трех ТОТ

Не считая восьми модулей, вышедших из строя, в 1982–1983 гг. были вскрыты и осмотрены четыре модуля испарителя, три ПП и два ОП, а также внутренняя поверхность всех модулей ОП (тарельчатые прокладки были заменены на мембранное заварное уплотнение в качестве модернизации). В конце 1984 г. появились признаки межконтурной течи секции 5А3, Б3, и в начале 1985 г. были выявлены дефектные модули испарителя (заглушены две трубки, демонтированы) и пароперегревателя (высверлены места семи заделанных теплообменных трубок, заглушены без демонтажа).

Согласно проекту ресурс ПГ равен 200 тыс. ч, при этом ресурс модулей-испарителей в связи с неопределенностью протекания коррозионных процессов в теплообменных трубах первоначально был установлен 50 тыс. ч. В течение эксплуатации ресурс модулей испарителей на основании результатов проводимых исследований периодически продлевался и, согласно последнему решению, был установлен 105 тыс. ч.

На основании исследований модулей испарителей в 1989 г. были приняты решения, направленные на повышение надежности ПГ:

- ♦ Изменена конструкция трубного пучка с целью исключения образования трещин на кожухах и заще姆лений трубного пучка.
- ♦ Введены «горячие» вакуумные испытания сварного шва «труба — трубная доска».
- ♦ Ужесточены требования к качеству исходных материалов и полуфабрикатов (подтверждение температуры критического охрупчивания поковок и листового металла толщиной больше 50 мм, стилоскопирование деталей перед сборкой, УЗК всех деталей, работающих под давлением, вакуумно-дуговая переплавка стали для трубных досок и теплообменных трубок).
- ♦ Введен контроль кривизны теплообменных труб.
- ♦ Проведена корректировка инструкций по вальцовке труб в трубных досках.
- ♦ Исключено попадание влаги в модули ОП.

В период с 1994 по 1997 г. была проведена плановая замена первого комплекта модулей испарителей. Последний модуль первого комплекта был заменен в 2003 г. Его наработка составила ~ 107 тыс. ч. Таким образом, ресурс испарителей был продлен более чем в 2 раза, что привело к значительной экономии средств, материалов и затрат. За это время накоплен большой опыт по замене модулей, от-

работано качество изготовления модулей (в том числе и для БН-800). В ходе эксплуатации ПГН-200М надежно подтверждено отсутствие эрозионного износа теплопередающих трубок во всех модулях. Отложения в ПГН-200М эффективно удаляются при химпромывке. Расчетами, проведенными в 2005 г., показана возможность дополнительного продления ресурса модулей-испарителей, что должно быть подтверждено освидетельствованием состояния теплообменных труб нового комплекта модулей испарителей с определением скорости сплошной и язвенной коррозии для модулей с максимальной наработкой.

В ПГН-200М не исключена возможность протечки Na по стороне III контура модуля с нарушением межконтурной плотности. На блоке № 3 БАЭС накоплен опыт ремонта модулей ПГ с нарушением межконтурной плотности, в том числе по стороне III контура. Благодаря применению в модулях ПГН-200М прямых вертикальных теплопередающих трубок не возникало проблем с очисткой внутренних поверхностей этих трубок от натрия и его соединений.

При работе блока на энергетическом уровне мощности на каждом ПГ должны находиться в работе все восемь секций. Как показал опыт эксплуатации блока № 3, вывод в ремонт от одной до трех (из восьми) секций ПГН-200М не препятствует продолжению эксплуатации этого ПГ и соответствующей петли блока. Работа ПГ с тремя отключенными секциями только со стороны А или только со стороны Б не допускается.

Основные работы по модернизации, проведенные на модулях ОП и ПП ПГН-200М в 1981–1982 гг., заключались в замене тарельчатых прокладок в нижних и верхних паровых камерах на заварные мембранные уплотнения в связи с их низкой функциональной надежностью и тепловых вставок во всех теплообменных трубках на модернизированные.

Из отказов сдувочных трубопроводов можно отметить течь натрия по сварному шву волновода модуля испарителя в 1984 г. Суть дефекта заключалась в том, что проектные заглушки не позволяли использовать необходимые методы контроля сварных швов (УЗК, просвечивание) из-за наличия вытеснителя. По техническому решению была произведена замена проектных заглушек штуцеров волноводов модулей испарителей, основных и промежуточных пароперегревателей ПГ на колпачковые заглушки.

По техническому решению 2003 г. произведено глушение теплообменной трубы модуля ПП из-за раковин внутри, обнаруженных при проведении эксплуатационного контроля металла.

В 2003 г. был обнаружен эрозионный износ теплообменных труб нижней трубной доски модуля испарителя. Для предотвращения эрозионного износа на торцах теплообменных труб была произведена замена 20 дросселей на удлиненные.

Для модулей парогенератора ПГН-200М (испарителя, пароперегревателя и промпароперегревателя) капитальный ремонт не предусмотрен. Другие категории ремонта производятся при необходимости. Внешний осмотр производят три раза в смену. Техническое освидетельствование включает в себя пневмоиспытания (ПИ) по II контуру в составе циркуляционных петель и гидроиспытания (ГИ) по III контуру (один раз в 4 года). Внутренний осмотр по стороне III контура, а также наружный осмотр модулей производятся в объеме, определенном инструкцией по эксплуатации при эксплуатационном контроле металла, при проведении ремонтных и монтажных работ и работ, связанных со вскрытием пароводяных камер, но не реже чем через 45 тыс. ч. Наружный осмотр при рабочем давлении без снятия тепловой изоляции производят не реже одного раза в год.

Эксплуатационный контроль металла в составе секции с наибольшей наработкой выполняют при проведении ремонтных и монтажных работ и работ, связанных со вскрытием пароводяных камер, но не реже чем через 45 тыс. ч.

Натриевые задвижки $D_y = 300$. Все секции парогенератора имеют запорную арматуру и могут быть отключены. На трубопроводах подвода теплоносителя к модулям основного и промежуточного пароперегревателей, а также на отводе теплоносителя из испарительного модуля ПГ установлены задвижки $D_y = 300$, $P_y = 25$. Задвижки предназначены для отключения в случае необходимости секций парогенератора. На парогенератор установлено 24 задвижки $D_y = 300$.

В результате первой ревизии натриевых задвижек $D_y = 300$ в 1982 г. были выявлены протечки натрия через «усиковый» шов, задиры штоков (при извлечении), трещины на стеллитовых втулках.

В процессе ремонта были заменены стеллитовые втулки, штоки, крышки, на девяти задвижках $D_y = 300$ установлены новые приводы (из-за повышенной мощности электродвигателя привода, создающе-

го чрезмерное усилие на корпус задвижки), протянули шпильки усилием 35 кг·м. На всех разбираемых задвижках установили по пять удлиненных шпилек с контргайками с обеих сторон.

В 1983 г. было отмечено, что неудовлетворительные результаты эксплуатации задвижек $D_y = 300$ являются следствием конструкционной недоработки проекта, а продолжающиеся отказы (пропуск натрия) могут привести к отключению ПГ в тех случаях, когда приходилось отключать секции ПГ по различным причинам. Из-за пропуска $D_y = 300$ проводили замораживание натрия циркулирующим сжатым воздухом и водой с помощью специально созданных для этого теплообменников, размещенных вокруг натриевых трубопроводов.

В начале 1984 г. при ремонте блока было выявлено массовое растрескивание шпилек. Предположительно одной из причин выхода из строя шпилек могли служить коррозия под напряжением в связи с имевшимися ранее случаями выхода натрия из разъемов фланцевого соединения (до заварки «усов») и возможность попадания его на шпильки.

Проведенный микроструктурный анализ подтвердил это предположение. Разрушению способствовало также значительное напряжение изгиба в шпильках из-за несоосности отверстий в корпусе и крышке (до 1,5 мм).

Было решено заменить шпильки на $D_y = 300$ на шпильки, изготовленные опытным заводом. Для этого произвели рассверловку резьбовых отверстий фланца до диаметра 25,5 мм. В технологический процесс включили требование соблюдения соосности отверстий в корпусе и крышке (шпилька должна свободно проходить через два отверстия). Момент затяжки шпилек установили 34 ± 2 кг·м.

Для выявления причины растрескивания материала шпилек $D_y = 300$ был проведен комплекс исследований. Визуальным осмотром было установлено, что шпильки в местах разрушения не имели заметной пластической деформации, т. е. наблюдалось хрупкое разрушение. На поверхности шпилек имелся налет, который идентифицировался как щелочь. Металлографический анализ с целью определения неметаллических включений, а также оценка характера разрушения показали, что металл имеет высокую чистоту по оксидам, силикатам, сульфидам и определенную загрязненность карбонитридами титана, которые располагаются в металле равномерно, вытянутости в направлении проката не наблюдается. В местах разрушения шпилек трещины в металле располагаются по границам зерен, за-

рождение трещин происходит от растравленной щелочью поверхности металла.

Металл шпилек, эксплуатирующихся при температуре меньшей или равной 450 °С, имеет межзеренное хрупкое разрушение, которое объясняется совместным воздействием щелочи и высоким напряжением, имевшимся на шпильках. Попадание щелочи на шпильки возможно как в рабочих условиях, так и во время ремонта. Неметаллические включения исследуемого металла не могут являться причиной хрупкого разрушения металла шпилек.

Была подтверждена целесообразность замены вкладышей на составные для обеспечения работоспособности клиньев на основе результатов проведенной работы по модернизации клиньев задвижек $D_y = 300$.

На основании экспериментов были сделаны выводы, что использование конструкции регулируемого вкладыша позволяет индивидуально для каждой задвижки собрать клин с наиболее оптимальными размерами по посадочному месту корпуса задвижки. Замена материала валика со стали 1Х18 Н9 на сталь ХН35ВТ дала положительные результаты во всех случаях.

Задвижки $D_y = 300$ ремонтнопригодны, заменяемы. Капитальный ремонт задвижек производится при выявлении неисправностей, средний — один раз в 3 года, текущий — два раза в 3 года. Внешний осмотр — три раза в смену, техническое освидетельствование пневмоиспытаниями — один раз в 4 года в составе петель. Наружный осмотр со снятием теплоизоляции производится при среднем и капитальном ремонтах, периодическом эксплуатационном контроле металла, но не реже чем через 50 тыс. ч. Эксплуатационный контроль металла корпусов задвижек проводится при ремонтных и монтажных работах, но не реже чем через 50 тыс. ч.

К наиболее характерным повреждениям и недостаткам, выявленным за предшествующий период эксплуатации, относится деформация валика клина.

Система ТОиР позволяет поддерживать техническое состояние задвижек в соответствии с проектными характеристиками и требованиями заводской документации.

Сильфонная арматура. Отказы сильфонной арматуры на блоке № 3 БАЭС начались с 1984 г. после выработки гарантийного срока (максимум 36 месяцев). Отказы проявились в виде пропуска среды

в закрытом положении, протечек натрия по «усиковому» шву, заклинивания, тугого хода.

Арматуру, которая пропускала, заменяли. Вырезанная из контура арматура, отмытая от остатков натрия, отправлялась в ЦКБА для определения причин пропуска. Анализ состояния арматуры с наработкой примерно 39 тыс. ч на БАЭС выявил дефекты в виде местного самосваривания уплотнения «седло — клапан», потертостей в месте движения пера подвижной части вентиля, не вывернулись несколько шпилек из корпусов вентиля.

За время эксплуатации блока в 1986–1991 гг. было пять случаев разгерметизации «усикового» шва вентиля из-за его вспучивания. Такие дефекты исправляли на месте новой заваркой «усикового» шва.

В 1988 г. была установлена коническая металлическая прокладка в узел уплотнения сильфонного вентиля на аргоне в качестве модернизации. На протяжении 1989 г. такие же прокладки из стали 12X18H10T (08X18H10T) были установлены еще в пять вентилях.

Техническими условиями (ТУ 26-07-060-72, ТУ 26-07-059-72) на изготовление и поставку сильфонной арматуры, эксплуатируемой в натриевых контурах БН-600, средний срок службы установлен не менее 10 лет. В 1989–1991 гг. с целью продления ресурса арматуры был проведен значительный комплекс работ, включая исследования основного металла, сварных швов и наплавки арматуры, вырезанной по разным причинам из контуров БН-600, ревизия и определение остаточного ресурса сильфонных узлов, поверочный расчет арматуры, работающей в наиболее тяжелых условиях. В результате указанных работ были получены оптимистические результаты, позволяющие продлить срок службы сильфонной арматуры до 20 лет.

Баки буферные натриевые (ББН) — ремонтпригодны, капитальным ремонтам не подвергались. Остальные категории ремонта производились по необходимости.

Внешний осмотр производится три раза в смену, техническое освидетельствование — один раз в 4 года в составе циркуляционных пель, замена мембран УПМ — по графику.

В качестве эксплуатационного контроля металла производят визуальный осмотр при ремонте и демонтаже элементов оборудования. Места пересечения продольных и кольцевых сварных соединений кор-

пуса контролируют через каждые 30 тыс. ч визуальным и капиллярным методами контроля.

Наиболее характерными повреждениями и недостатками, выявленными за предшествующий период эксплуатации, являются замены МРУ по причине ложного срабатывания мембран. Техническое состояние баков соответствует проектным характеристикам.

Система ТОиР позволяет поддерживать техническое состояние баков в соответствии с проектными характеристиками и требованиями заводской документации.

Натриевые трубопроводы $\varnothing 820 \times 13$ мм, $\varnothing 630 \times 13$ мм $\varnothing 325 \times 12$ мм, $\varnothing 245 \times 11$ мм, $\varnothing 219 \times 10$ мм капитальному ремонту не подвергались. Ремонты других категорий трубопровода производятся при необходимости. Внешний осмотр трубопроводов производится три раза в смену, техническое освидетельствование (пневматические испытания) в составе циркуляционных петель — один раз в 4 года.

Наружный осмотр производится в доступных местах не реже чем через 45 тыс. ч в наиболее напряженных местах, определенных расчетами при периодическом эксплуатационном контроле металла, также визуальный контроль металла производится при ремонте и демонтаже элементов оборудования. Наружный осмотр проходит при рабочем давлении без снятия тепловой изоляции не реже 1 раза в год.

Эксплуатационный контроль металла — не реже чем через 45 тыс. ч в наиболее напряженных местах, определенных расчетами, а также при ремонтных и монтажных работах.

Характерных повреждений и недостатков за предшествующий период эксплуатации выявлено не было. Трубопроводы ремонтнопригодны, заменяемы. На срок службы блока не влияют.

Система ТОиР позволяет поддерживать техническое состояние трубопроводов в соответствии с проектными характеристиками и требованиями заводской документации.

Для продления срока эксплуатации энергоблока с реактором БН-600 на дополнительные 15 лет в 2007–2009 гг. произведена замена 72 модулей всех трех парогенераторов ПГН-200М, ресурс которых не мог быть восстановлен в рамках существующей системы ТОиР, а также уточнен остаточный ресурс натриевых трубопроводов II контура ($\varnothing 325 \times 12$ мм, $\varnothing 245 \times 11$ мм, $\varnothing 219 \times 10$ мм) и баков буферных натриевых.

Вопросы для повторения

1. На какие группы можно условно разделить все отказы парогенераторной установки ПГН-200М?
2. Какие дефекты характерны для арматуры обвязки ПГН-200М по III контуру?
3. Сколько случаев межконтурной течи было в модулях парогенераторов ПГН-200М за весь период эксплуатации?
4. Какие технологические решения, направленные на повышение надежности ПГ, были приняты в 1989 г. на основании исследований модулей испарителей?
5. В чем заключались основные работы по модернизации, проведенные на модулях ОП и ПП ПГН-200М в 1981–1982 гг.?
6. Перечислите основные проведенные работы по модернизации клиньев задвижек $D_y = 300$.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Методика теплового расчета модулей парогенератора

Количество тепла Q , переданное теплоносителем рабочему телу (пару-воде) на участке теплообмена ИМ, определяется по формуле:

$$Q = c_p \cdot \rho \cdot G \cdot \Delta t \cdot \frac{1}{3600}, \text{ кВт},$$

где c_p — теплоемкость натрия, кДж/кг °С, определяется по табличным данным¹;

ρ — плотность натрия, кг/м³, определяется по табличным данным или по формуле

$$\rho = 951 - 0,238 \cdot T_{\text{вых}}^{\text{Na}},$$

где $T_{\text{вых}}^{\text{Na}}$ — температура натрия на выходе из ПГ, °С;

G — расход натрия через секцию ПГ, м³/ч.

Количество тепла, переданное от натрия воде-пару на участке теплообмена, определяется по формуле:

$$Q = D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{вых}} - h_{\text{вх}}) \cdot 1000, \text{ кВт},$$

где $D_{\text{пв}}$ — расход питательной воды, т/ч;

$h_{\text{вых}}, h_{\text{вх}}$ — энтальпии воды-пара на выходе и входе в участок соответственно, кДж/кг.

Уравнение теплопередачи

$$Q = K \cdot F \cdot \Delta t_{\text{лог}} \cdot \frac{1}{1000}, \text{ кВт}$$

¹ Технические проблемы реакторов на быстрых нейтронах / Ю. Е. Багдасаров [и др.]. М. : Атомиздат, 1969. 611 с.

где K — коэффициент теплопередачи, Вт/м² °С;

F — поверхность теплообмена, м²;

Δt_{\log} — логарифмический температурный напор на участке, °С.

Коэффициент теплопередачи определяется по формуле:

$$K = \frac{1}{\frac{d_{\text{вн}}}{d_{\text{нар}}} \cdot \frac{1}{\alpha_{\text{Na}}} + R_{\text{ст}} + \frac{1}{\alpha_{\text{H}_2\text{O}}}}, \text{ кВт}/(\text{м}^2 \text{ } ^\circ\text{С}),$$

где $R_{\text{ст}}$ — термическое сопротивление теплопередающей стенки,

$$R_{\text{ст}} = \frac{d_{\text{вн}}}{2 \cdot \lambda_{\text{ст}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{нар}}}{d_{\text{вн}}}, \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{С}/\text{кВт},$$

$\lambda_{\text{ст}}$ — коэффициент теплопроводности стенки, определяется по табличным данным, Вт/(м °С);

$d_{\text{нар}}, d_{\text{вн}}$ — наружный и внутренний диаметры теплообменных трубок, м;

$\alpha_{\text{Na}}, \alpha_{\text{H}_2\text{O}}$ — коэффициенты теплоотдачи со стороны натрия и воды-пара соответственно, кВт/(м °С).

Коэффициенты теплоотдачи определяются критериальными уравнениями:

◇ для натрия¹:

$$\text{Nu} = 7,0 + 3,8 \cdot (s/d)^{1,52} + 0,027 \cdot (s/d)^{0,27} \cdot (\varphi \cdot \text{Pe})^{0,8},$$

где s/d — отношение шага решетки к наружному диаметру трубки;

Pe — критерий Пекле:

$$\text{Pe} = \text{Re} \cdot \text{Pr};$$

Re — критерий Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{\omega \cdot d_{\text{г}}}{\nu};$$

ω — скорость натрия в межтрубном пространстве модуля, м/с;

$d_{\text{г}}$ — гидравлический диаметр межтрубного пространства модуля, м;

ν — кинематическая вязкость натрия, м²/с;

Pr — критерий Прандтля;

φ — поправочный коэффициент, принимается равным 0,9;

¹ Технические проблемы реакторов на быстрых нейтронах / Ю. Е. Багдасаров [и др.]. М. : Атомиздат, 1969. 611 с.

◇ для воды, пара:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot (Pr_{ст}/Pr_{ж})^{0,25},$$

где $(Pr_{ст}/Pr_{ж})^{0,25}$ — поправочный коэффициент, определяемый по температурам стенки и жидкости соответственно.

Коэффициент теплоотдачи на участке ухудшенного теплообмена¹:

$$Nu = 0,023 \cdot (Re'')^{0,8} \cdot Pr_{ст}^{0,8} \cdot [x + (\rho''/\rho') \cdot (1-x)]^{0,8} \cdot Y,$$

где $Y = 1 - 0,1 \cdot \{[(\rho'/\rho'') - 1] \cdot (1-x)\}^{0,4}$,

$Re'' = \omega \cdot d / \nu''$; $Pr_{ст}$ — критерий Прандтля для сухого насыщенного пара при температуре стенки;

x — массовое паросодержание;

ρ'' , ρ' — плотность пара и воды на линии насыщения, кг/м³.

Коэффициент теплоотдачи на кипящем участке²:

$$\alpha = 2,5 \cdot q^{0,7} \cdot P^{0,2}, \text{ кВт/м}^2.$$

Логарифмический температурный напор Δt_{\log} определяется по формуле

$$\Delta t_{\log} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln(\Delta t_6/\Delta t_m)}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где Δt_6 , Δt_m — разность температур между теплоносителем и водой, паром на участке теплообмена, $^\circ\text{C}$.

¹ Кутепов А. М., Стерман Л. С., Стюшин Н. Г. Гидродинамика и теплообмен при парообразовании. М. : Высшая школа, 1977.

² Михеев М. А., Михеева И. М. Основы теплопередачи. М. : Энергия, 1973. 320 с.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Архипов В. М. Техника работы с натрием на АЭС / В. М. Архипов. Москва : Энергоатомиздат, 1986.
2. Атомные электростанции с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем: учебное пособие. В 2 ч. Ч. 1 / А. И. Бельтюков [и др.] ; под общ. ред. С. Е. Щеклеина, О. Л. Ташлыкова. Екатеринбург : УрФУ, 2013. 548 с.
3. Атомные электростанции с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем: учебное пособие. В 2 ч. Ч. 2 / А. И. Бельтюков [и др.] ; под общ. ред. С. Е. Щеклеина, О. Л. Ташлыкова. Екатеринбург : УрФУ, 2013. 420 с.
4. Бельтюков А. И. Оптимизация и разработка новых режимов эксплуатации секционного парогенератора «натрий — вода» (на примере энергоблока БН-600) : дисс. ... канд. техн. наук. Заречный, 2000. 175 с.
5. Парогенераторы для АЭС с реакторами на быстрых нейтронах / В. В. Денисов [и др.] // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Обеспечение безопасности АЭС. Вып. 11. Подольск, 2005. С. 47–66.
6. Казачковский О. Д. Реакторы на быстрых нейтронах / О. Д. Казачковский. Обнинск : ИАТЭ, 1995. 136 с.
7. Кокорев Б. В. Парогенераторы ядерных энергетических установок с жидкометаллическим охлаждением / Б. В. Кокорев, В. А. Фарафонов ; под общ. ред. П. Н. Кириллова. Москва : Энергоатомиздат, 1990. 264 с.
8. Кузнецов И. А. Безопасность АЭС с реакторами на быстрых нейтронах / И. А. Кузнецов, В. М. Поплавский ; под общ. ред. В. И. Рачкова. Москва: ИздАт, 2012. 632 с.

9. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции : учебник для вузов / Т.Х. Маргулова. 4-е изд. Москва : Высшая школа, 1984. 304 с.
10. Новиков Г.А. Обеспечение безопасности в области использования атомной энергии : учебник / Г.А. Новиков, О.Л. Ташлыков, С.Е. Щеклеин ; под общ. ред. Г.А. Новикова. Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. 552 с.
11. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций : учебник для вузов / Н.Г. Рассохин. 3-е изд. Москва : Энергоатомиздат, 1987. 384 с.
12. Справочник по ядерной энерготехнологии: пер. с англ. / Ф. Ран [и др.] ; под ред. В.А. Легасова. Москва : Энергоатомиздат, 1989.
13. Ташлыков О.Л. Ремонт оборудования атомных станций : учебник / О.Л. Ташлыков. Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2018. 352 с.
14. Ташлыков О.Л. Технологии ремонта парогенерирующей установки : учебное пособие / О.Л. Ташлыков. Екатеринбург : УГТУ–УПИ, 2009. 118 с.
15. Ташлыков О.Л. Основы ядерной энергетики / О.Л. Ташлыков. Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2016. 225 с.
16. Уолтер А. Реакторы-размножители на быстрых нейтронах / А. Уолтер, А. Рейнольдс ; пер. с англ. Москва : Энергоатомиздат, 1986. 624 с.
17. Усынин Г.Б. Реакторы на быстрых нейтронах / Г.Б. Усынин, Е.В. Кусмарцев ; под ред. Ф.А. Митенкова. Москва : Энергоатомиздат, 1985. 288 с.

Учебное издание

Ташлыков Олег Леонидович
Бельтюков Александр Иванович

ПАРОГЕНЕРАТОРЫ АЭС

Редактор В. О. Корионова
Верстка Е. В. Ровнушкиной

Подписано в печать 06.06.2019. Формат 70×100 1/16.
Бумага писчая. Цифровая печать. Усл. печ.л. 24,5.
Уч.-изд. л. 16,2. Тираж 50 экз. Заказ 85.

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: 8 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620083, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8 (343) 358-93-06, 350-58-20, 350-90-13
Факс: 8 (343) 358-93-06
<http://print.urfu.ru>



ТАШЛЫКОВ Олег Леонидович

Доцент кафедры «Атомные станции и возобновляемые источники энергии» Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, кандидат технических наук.

Область научных интересов: ядерная энергетика и технологии, радиационная безопасность персонала, оптимизация ремонтных работ на АЭС. Автор двух монографий, двухсот пятидесяти научных публикаций, трех учебников и двенадцати учебных пособий по атомной энергетике.



БЕЛЬТЮКОВ Александр Иванович

Доцент кафедры «Атомные станции и возобновляемые источники энергии» Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, кандидат технических наук. Более 35 лет проработал на Белоярской АЭС, занимался вопросами научно-технической и инженерной поддержки эксплуатации. Участвовал в подготовке и пуске энергоблоков с реакторами БН-600 и БН-800.

Область научных интересов: безопасность атомных станций, теплогидравлические процессы в парогенераторах с натриевым теплоносителем.

